EPS/2/IC/1-Dec. 2002
Oil, Gas and Energy Branch
Air Pollution Prevention Directorate
Environmental Protection Service
Environment Canada

# Towards a Strategy for Implementing $CO_2$ Capture and Storage in Canada

**December 2002**

Environment Canada Environnement Canada

Canada

This report was prepared by the consultant in January 2002. Publication of the report does not necessarily imply that the contents reflect the views of the department.

This report may be cited as follows:

Keith, D. W. (2002) *Towards a Strategy for Implementing $CO_2$ Capture and Storage in Canada.* Prepared by D. W. Keith, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, Pennsylvania, for the Oil, Gas and Energy Branch, Environment Canada, Ottawa, Ontario.

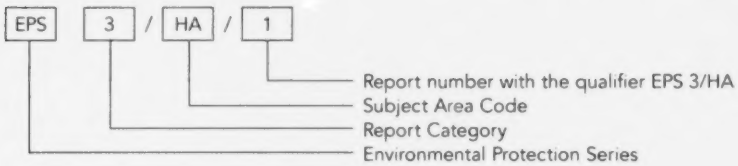
Copies of this report may be obtained from the following:

Oil, Gas and Energy Branch
Air Pollution Prevention Directorate
Environment Canada
351 St. Joseph Boulevard, 10th Floor
Gatineau, Quebec, Canada K1A 0H3
(819) 997-l223

Catalogue No.: En40-657/2002E
ISBN: 0-662-31755-6

**Environmental Protection Series**

Sample Number:




**Categories**

1 Regulations/Guideline/Codes of Practice
2 Problem Assessments and Control Options
3 Research and Technology Development
4 Literature Reviews
5 Surveys
6 Social, Economic and Environmental Impact Assessments
7 Surveillance
8 Policy Proposals and Statements
9 Manuals

**Subject Areas**

| | |
|---|---|
| AG | Agriculture |
| AN | Anaerobic Technology |
| AP | Airborne Pollutants |
| AT | Aquatic Toxicity |
| CC | Commercial Chemicals |
| CE | Consumers and the Environment |
| CI | Chemical Industries |
| FA | Federal Activities |
| FP | Food Processing |
| HA | Hazardous Wastes |
| IC | Inorganic Chemicals |
| MA | Marine Pollutants |
| MM | Mining and Ore Processing |
| NR | Northern and Rural Regions |
| PF | Paper and Fibres |
| PG | Power Generation |
| PN | Petroleum and Natural Gas |
| RA | Refrigeration and Air Conditioning |
| RM | Reference Methods |
| SF | Surface Finishing |
| SP | Oil and Chemical Spills |
| SRM | Standard Reference Methods |
| TS | Transportation Systems |
| TX | Textiles |
| UP | Urban Pollution |
| WP | Wood Protection/Preservation |

New subject areas and codes are introduced as they become necessary. A list of EPS reports may be obtained from Environmental Protection Publications, Conservation and Protection, Environment Canada, Ottawa, Ontario, K1A 0H3, Canada.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada (Environment Canada) 2002

103-05125/

# TOWARDS A STRATEGY FOR IMPLEMENTING $CO_2$ CAPTURE AND STORAGE IN CANADA

Prepared for:

Bill Reynen
Head, Upstream Oil and Gas
Oil, Gas and Energy Branch
Environment Canada
Gatineau, Quebec K1A 0H3

Prepared by:

Dr. David W. Keith
Department of Engineering and Public Policy
Carnegie Mellon University
129 Baker Hall
Pittsburgh, PA 15213-3890, USA
Telephone: (412) 268-2678
Email: keith@cmu.edu

This report was prepared by the Consultant in January 2002

Publication of this report does not necessarily imply
that the contents reflect the views of the department.

**Acknowledgments**

The following individuals are acknowledged for their contribution to this work: Bill Gunter, Rick Hyndman, Anthony Keith, Nick Macaluso, Tom McCann, Ted Parson, and Bill Reynen.

**Disclaimer**

This report is distributed for informational purposes only and does not necessarily reflect the views of the Government of Canada or constitute an endorsement of any commercial product or person. Neither the Government of Canada nor its ministers, officers, employees, or agents make any warranty in respect to this report or assume any liability arising out of this report.

## Executive Summary

The possibility of using $CO_2$ capture and storage (CCS) technologies to achieve deep reductions in emissions from electric power generation has recently become salient in Canadian climate policy. I argue for a cautious approach. While there are good reasons to expect that CCS will eventually enable deep reductions in $CO_2$ emissions both in the electric sector and elsewhere in the economy, it is—with one exception—unwise to aim for substantial adoption of CCS in the Kyoto commitment period (2008–2012). Government action to force implementation would be unwise, because rapid implementation of CCS would drive up costs and because important issues surrounding the risks, regulation, and public perception of CCS are unresolved.

The exception is in the oil and gas (O&G) sector, where there is an opportunity to use CCS to achieve significant emissions reductions within the Kyoto time frame. The cost of capturing $CO_2$ and injecting it into geological reservoirs is strongly dependent on the size and purity of the $CO_2$ stream. Combustion sources have $CO_2$ concentrations of 5–15%; for these dilute streams, the cost of capturing $CO_2$ dominates the cost of storage. The cost of capture is smaller for non-combustion sources and can be zero for high-pressure sources of nearly pure $CO_2$. In Canada, the most important non-combustion sources of $CO_2$ are natural gas processing and the production of hydrogen ($H_2$) used in petroleum refining.

Raw natural gas contains significant $CO_2$, most of which is removed at gas processing plants prior to delivery to consumers. Some of this natural-gas-associated $CO_2$ (NG-$CO_2$) is now injected into geological storage reservoirs as a side effect of sour gas processing. This process provides important practical experience with $CO_2$ storage and is an area of Canadian expertise. This technology could be extended to capture a significant fraction of the NG-$CO_2$ stream at low cost. Total NG-$CO_2$ production is about 9 Mt-$CO_2$/year. If gas production rises as forecast, it will likely rise to at least 13 Mt-$CO_2$/year by 2010, equivalent to 2.4% of Canada's $CO_2$ emissions.

The upgrading of raw bitumen extracted from the oil sands to produce synthetic crude oil requires large amounts of hydrogen. Almost all the required hydrogen is produced from natural gas using a process that can produce a stream of nearly pure $CO_2$ containing most of the carbon in the initial natural gas stream. Unfortunately, the newest hydrogen plants use a process that does not produce a pure $CO_2$ stream, so implementing $CO_2$ capture would require modification of plants now being planned or retrofit of plants that are already built. The construction of hydrogen plants to meet the demands of bitumen upgrading in Alberta may soon produce the world's largest concentration of hydrogen production facilities. The quantity of $CO_2$ potentially available from hydrogen production may well exceed 10 Mt-$CO_2$/year by 2010.

Technological capability is a necessary but insufficient condition for CCS to play a major role in mitigating $CO_2$ emissions. To fulfil its promise, CCS must evolve from a collection of individual technologies into a large-scale technological system for managing fossil fuel carbon. Such a system will require a suite of technologies linked by a network of institutions, financial systems, and regulations that are able to achieve public understanding and acceptance.

Uncertainty in the effectiveness of $CO_2$ storage, arising from uncertainty in the lifetime of stored $CO_2$, is not currently addressed by any Canadian government entities. It will need to be. Although management of geological resources is a provincial responsibility, the management of $CO_2$ stored to avoid atmospheric emissions implies a federal responsibility because it arises from international commitments to control emissions. The international status of $CO_2$ storage is

unclear. While both the Kyoto Protocol and the recent Conferences of the Parties in Bonn and Marrakech explicitly endorse the use of $CO_2$ storage, crucial questions regarding the incorporation of $CO_2$ storage within the accounting rules of the United Nations Framework Convention on Climate Change remain to be decided.

The difficulty in building a system for regulating $CO_2$ storage is not simply due to technical uncertainty in predicting the lifetime of stored $CO_2$; it also arises from uncertainty about the goals of storage. Should the median lifetime of $CO_2$ in storage facilities be 500 years or 10 000? What fraction of early failures are we willing to accept? Uncertainty in predicting the fate of $CO_2$ in reservoirs cannot be eliminated. The regulatory system cannot therefore demand zero risk. The challenge is to build a regulatory regime that works despite these uncertainties.

Efforts to build a robust regulatory environment for geological storage cannot wait until the technology is ready for large-scale application. Environmental regulators, industry, and environmental groups need to begin to build a common understanding of the current state and future course of regulation, identifying areas of common concern and developing compromises to address areas of disagreement. The federal government must assume a central role in managing this effort.

Wherever it is introduced, $CO_2$ storage is certain to generate public controversy. This controversy will arise from specific concerns about the safety of storage and more general concerns about sustainability. In contrast to the electric sector, the early introduction of CCS in the O&G sector will likely focus debate on the safety and longevity of $CO_2$ storage, rather than on the choice between fossil and non-fossil primary energy. While both concerns are legitimate, debate centred on the former will be more likely to resolve key questions about the acceptability of CCS technologies.

Government action to encourage the adoption of CCS technologies in the O&G sector could yield significant, low-cost reductions in $CO_2$ emissions within the Kyoto commitment period while building the institutional and technological capacity necessary for broader use of CCS in the future. Specifically, I estimate that emissions could be reduced—compared with business as usual—by about 20 Mt-$CO_2$/year at an average cost[1] of \$15–25/t-$CO_2$. The rapid growth in the O&G sector would lower the cost of emissions mitigation, because CCS could be built into new facilities where costs are generally lower, rather than added to existing systems where costs would be higher. If action is delayed, much of this opportunity for low-cost mitigation will be lost.

[1] All monetary figures in this report have been expressed in year 2000 Canadian dollars unless otherwise indicated.

## Table of Contents

**EXECUTIVE SUMMARY** ..... **III**

**LIST OF FIGURES** ..... **VI**

**ACRONYMS, ABBREVIATIONS, AND UNITS** ..... **VII**

**1. INTRODUCTION** ..... **1**

1.1 SCOPE AND PURPOSE OF THE REPORT ..... 2

**2. $CO_2$ CAPTURE AND STORAGE IN CANADA: OPPORTUNITY, TECHNOLOGY, AND ECONOMICS** ..... **3**

2.1 ELECTRIC POWER GENERATION ..... 4
2.1.1 Rate of Implementation ..... 5
2.1.2 Cost of $CO_2$ Mitigation ..... 6
2.2 OIL AND GAS ..... 7
2.2.1 Natural-Gas-Associated $CO_2$ ..... 8
2.2.2 $CO_2$ from Hydrogen Production ..... 10

**3. RISKS AND REGULATION** ..... **12**

3.1 RISKS ..... 12
3.1.1 Local Risks ..... 12
3.1.2 The Uncertain Effectiveness of $CO_2$ Storage ..... 13
3.2 REGULATION ..... 13

**4. IMPLEMENTING $CO_2$ CAPTURE AND STORAGE IN CANADA** ..... **15**

4.1 A STRATEGY FOR THE OIL AND GAS SECTOR ..... 15
4.1.1 Policy Options and Economic Instruments ..... 16
4.1.2 The Need for Improved Cost Analyses ..... 17
4.2 A STRATEGY FOR THE ELECTRIC SECTOR ..... 17
4.3 CROSSCUTTING ISSUES ..... 18
4.3.1 Multipollutant Control ..... 18
4.3.2 Induced Technological Change ..... 19
4.3.3 The Federal Role in Regulating and Managing $CO_2$ Storage ..... 20

**5. SUMMARY: SPECIFIC ROLES FOR ENVIRONMENT CANADA** ..... **22**

**6. REFERENCES** ..... **23**

## List of Figures

**Figure 1.** $CO_2$ capture and storage viewed as a general process for using fossil fuels with minimal atmospheric emissions of $CO_2$ ..... 1
**Figure 2.** The cost of electricity versus $CO_2$ emissions per unit of output ..... 7
**Figure 3.** A schematic illustration of the natural gas processing system ..... 8
**Figure 4.** A schematic illustration of the probability distribution of confinement lifetime in a hypothetical set of storage reservoirs ..... 15

## Acronyms, Abbreviations, and Units

| | |
|---|---|
| AGI | Acid gas injection |
| AMG | Analysis and Modelling Group |
| bbl | Barrel |
| CCS | $CO_2$ capture and storage |
| CO | Carbon monoxide |
| $CO_2$ | Carbon dioxide |
| ENGO | Environmental non-governmental organization |
| EOR | Enhanced oil recovery |
| EUB | Alberta Energy and Utilities Board |
| FGD&SCR | Flue gas desulphurization and selective catalytic reduction |
| GDP | Gross domestic product |
| GHG | Greenhouse gas |
| Gt | Gigatonne |
| $H_2$ | Hydrogen |
| $H_2$-$CO_2$ | Hydrogen-associated $CO_2$ |
| $H_2S$ | Hydrogen sulfide |
| IGCC | Integrated gasification combined cycle |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| kg-$CO_2$ | Kilogram of $CO_2$ |
| km | Kilometre |
| kPa | Kilopascal |
| kt-$CO_2$ | Kilotonne of $CO_2$ |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowatt-hour |
| Mt | Megatonne |
| Mt-$CO_2$ | Megatonne of $CO_2$ |
| MWh | Megawatt-hour |
| NGCC | Natural gas combined cycle |
| NG-CCS | Natural-gas-fired CCS |
| NG-$CO_2$ | Natural-gas-associated $CO_2$ |
| $NO_x$ | Nitrogen oxides |
| O&G | Oil and gas |
| PC | Pulverized coal |
| $PM_{2.5}$ | Particulate matter less than or equal to 2.5 microns in diameter |
| ppmv | Part per million by volume |
| PSA | Pressure swing absorption |
| R&D | Research and development |
| scf | Standard cubic feet |
| SMR | Steam methane reforming |

| | |
|---|---|
| $SO_2$ | Sulphur dioxide |
| $SO_x$ | Sulphur oxides |
| t-C | Tonne of carbon |
| Tcf | Trillion ($10^{12}$) cubic feet |
| t-$CO_2$ | Tonne of $CO_2$ |
| UN-FCCC | United Nations Framework Convention on Climate Change |

# 1. Introduction

Canada stands at the threshold of commitment to costly action aimed at reducing emissions of greenhouse gases (GHGs), principally $CO_2$. Canada has made international commitments to reduce emissions under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) and the Kyoto Protocol, and the federal government has recently begun to allocate significant resources to mitigating emissions with programs such as Action Plan 2000. Climate policy is nevertheless at a threshold, with crucial questions about the magnitude, timing, and character of the policy measures remaining unresolved. The current commitment of funding is far less than would be required to fulfil the intent of the Kyoto agreement, which was to reduce emissions to an average of 94% of their 1990 levels during the 2008–2012 period. The level of public and governmental support for sustained and costly action is, at best, uncertain. Moreover, there is little agreement about the kinds of measures that should be used to reduce emissions or about the appropriate distribution of economic pain across sectors of the economy. Uncertainty is further compounded by the ambiguity of the international climate policy regime. Put most bluntly, it is still possible—depending on the detailed rules adopted for carbon trading and assuming continued U.S. abstention—that the formal terms of the Kyoto Protocol could be met at very modest cost and with little environmental benefit [1].

It has long been assumed that reductions in $CO_2$ emissions will be achieved through a combination of increasing the efficiency of energy use and switching to non-fossil sources of primary energy, such as renewables or nuclear. Over the last decade, a new option has emerged: the use of fossil fuels with minimal atmospheric emissions of $CO_2$, accomplished by capturing the carbon content of fossil fuels while generating carbon-free energy products, such as electricity and hydrogen, and storing the resulting $CO_2$ away from the atmosphere (Figure 1). Although many of the component technologies necessary for $CO_2$ capture and storage (CCS) currently exist at large scale, the idea that CCS could play a central role in our energy future is a radical break with recent thinking about energy system responses to the climate problem.

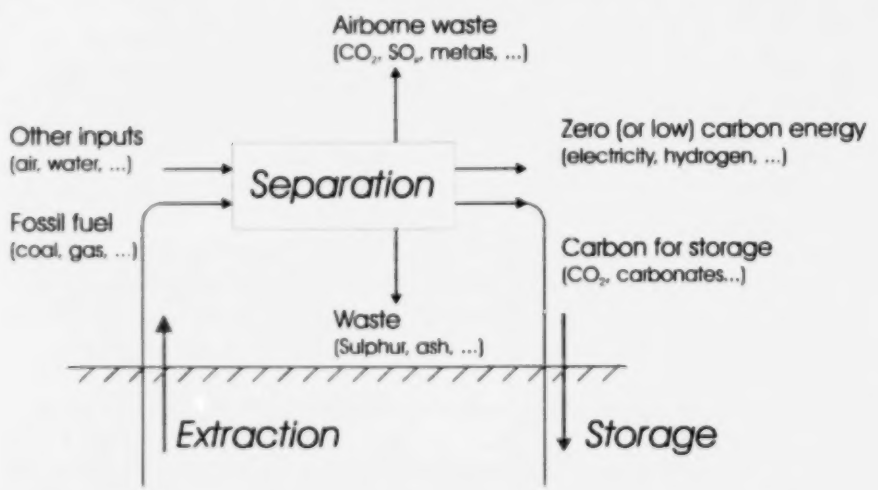



**Figure 1.** $CO_2$ capture and storage viewed as a general process for using fossil fuels with minimal atmospheric emissions of $CO_2$.

While CCS is best viewed as just one element in a broad portfolio of GHG mitigation technologies, it may nevertheless transform the politics of the $CO_2$–climate problem. By lowering the cost of emissions mitigation, CCS may enable stabilization of atmospheric concentrations at acceptable cost. By weakening the link between fossil energy and atmospheric $CO_2$ emissions, CCS makes it feasible to consider a fossil-fuelled global economy through the next century. By reducing the severity of the threat that emissions reduction poses to fossil energy industries and fossil-energy-rich nations, CCS may ease current deadlocks in both domestic and international climate policy.

There are, however, no magic bullets with which to slay the $CO_2$–climate problem. All current energy supply options that might be used to make deep cuts in $CO_2$ emissions either are impractically expensive (solar) or pose significant environmental challenges (wind, biomass, CCS, and nuclear). Moreover, global energy systems are highly heterogeneous, making it implausible that any single technology will triumph everywhere. Finally, the history of energy policy is replete with technologies that their advocates advanced as being too cheap to meter, yet which are now irrelevant. Thus, while I paint an optimistic picture about the potential role of CCS in mitigating $CO_2$ emissions, skepticism is in order. The very fact that CCS was not on the energy policy agenda even a decade ago should make one cautious about any predictions for the next century.

### 1.1 Scope and Purpose of the Report

This report examines the opportunity for implementing CCS in Canada, focusing on the next 10–15 years. I do not aim to provide a comprehensive treatment or precise estimates of the cost of mitigating $CO_2$ emissions. Instead, I focus on strategic questions:

- What industrial sectors provide the best opportunities for implementing CCS, and what policy instruments might best promote implementation?
- What are Canada's strategic assets and liabilities in implementing CCS?
- How does CCS couple the control of $CO_2$ and conventional pollutants?
- What are the risks of CCS, and what options exist to manage and regulate them?
- What are the specific roles for Environment Canada?

The possibility of using CCS technologies to enable deep reductions (50%) in $CO_2$ emissions from Canada's electric sector has recently become salient in Canadian climate policy. I argue for a cautious approach. While there are good reasons to expect that CCS could eventually enable deep reductions in $CO_2$ emissions both in the electric sector and elsewhere in the economy, it is—with one exception—unwise to aim for substantial adoption of CCS in the Kyoto commitment period (2008–2012). Government action to force substantial implementation by 2008–2012 would be unwise, both because rapid implementation of CCS would drive up costs and so provide economically inefficient mitigation of $CO_2$ emissions and because important issues surrounding the risks, regulation, and public perception of CCS are unresolved. Overly rapid government action to force adoption of CCS might well produce a public backlash that would frustrate attempts to implement economically efficient measures for mitigating $CO_2$ emissions.

That exception is the application of CCS to reduce emissions from non-combustion sources of $CO_2$ in the upstream oil and gas (O&G) sector. A number of technological and institutional factors suggest that significant implementation of CCS could be achieved in this sector at moderate cost within the Kyoto commitment period.

The remainder of the report is organized as follows. Section 2 surveys the opportunities for implementing CCS in Canada, focusing on its application in two sectors, electric power and O&G. It addresses the technology and economics of $CO_2$ mitigation, while deferring questions of policy and implementation to Section 4. The risks of CCS are surveyed in Section 3, as is the challenge of successfully managing the risks through regulation. Section 4 addresses the strategic challenges of implementation, comparing the opportunities in electric power generation and O&G and analyzing some specific policy instruments that might be used to encourage implementation. Finally, Section 5 reviews the specific roles for Environment Canada in managing CCS.

## 2. $CO_2$ Capture and Storage in Canada: Opportunity, Technology, and Economics

Most analysis of CCS has focused on its application to centralized electricity generation, where the technology could enable deep reductions in $CO_2$ emissions with minimal reorganization of the electricity distribution infrastructure. While the electric sector is an important arena for CCS, the technologies could eventually be applied more broadly to mitigate $CO_2$ emissions throughout the economy (see Figure 1).

The technology can, for example, be used to produce hydrogen from fossil fuels without $CO_2$ emissions. The use of hydrogen as an energy carrier could enable deep reductions in $CO_2$ emissions via the substitution of hydrogen for natural gas or gasoline in buildings and transportation, respectively. Hydrogen can be produced from many primary energy sources; if hydrogen is widely used, however, fossil fuels with CCS will likely be the dominant source, because the intrinsic cost advantage of CCS over other low-$CO_2$-emission technologies is particularly strong for hydrogen production.[2] In the long run, if CCS makes sense anywhere, it makes sense for hydrogen production. Achieving significant emissions reductions using hydrogen, however, will require the development of a large-scale infrastructure for hydrogen distribution and use [4]—a very difficult and uncertain venture. Because of these structural barriers, hydrogen will not likely play a significant role as an energy carrier for many decades.

Although the great majority of $CO_2$ emissions arise from combustion, significant non-combustion sources of $CO_2$ exist for which the cost of capture and storage is comparatively low. These niche applications of CCS provide opportunities for near-term reductions in $CO_2$ emissions while simultaneously providing invaluable institutional and technological experience with capture and storage. In Canada, the largest concentrated non-combustion sources arise from O&G production and processing.

The various potential applications of CCS may be ordered by their expected mitigation costs[3] or by the difficulty of surmounting the structural barriers that bar their implementation. Either ordering would put non-combustion sources first, electric power generation second, and large-

[2] Like electricity, hydrogen is an energy carrier that must ultimately be generated from some primary energy source. The cost advantage of fossil fuels with CCS over solar, wind, or nuclear power is considerably larger for hydrogen production than it is for electricity because of the relative ease of thermochemical conversion (fuel to hydrogen) compared with electrochemical conversion (electricity to hydrogen) and also because solar and wind power produce electricity, which must then be converted to hydrogen [2,3].

[3] As used here, the "mitigation cost" of a technology is the cost of reducing $CO_2$ emissions using that technology assuming constant factor prices. This is equivalent to the carbon price at which the technology would provide the same services at the same cost as some baseline technology.

scale use of hydrogen third, as CCS offers the most costly and difficult-to-implement path to emissions mitigation. This report assesses the strategy for implementation of CCS in Canada over the next 10–15 years; it therefore largely ignores opportunities for use of hydrogen as an energy carrier and instead focuses on the electric power sector and on the O&G sector, from resource extraction through refining.

### 2.1 Electric Power Generation

Electric power generation emits ~100 Mt-$CO_2$/year, about 19% of Canada's $CO_2$ emissions. Several recent government studies have suggested that CCS could be implemented to achieve deep reductions (~40%) in emissions from the electric sector, providing an important contribution to meeting Canada's commitments under the Kyoto Protocol [5,6].

Several lines of argument support the idea that CCS might find comparatively early application in electric power generation. First, there are at least four general reasons why electric power generation will likely bear a disproportionate share of the burden of reducing $CO_2$ emissions over the next few decades:

1. Electric power plants are among the largest point sources of $CO_2$.

2. Deep reductions in emissions can be achieved without requiring system-wide changes in distribution and end-use equipment, as would be required to achieve similar reductions in other sectors.

3. Most coal is used for electric power generation, and coal has the highest carbon-to-energy ratio of the fossil fuels. Moreover, coal combustion is a significant source of conventional air pollution.

4. The centralization of capital and management in electric power generation makes regulatory implementation simpler than for other end-use sectors.

Second, there are reasons to expect that if deep emissions reductions are demanded in the electric sector, then structural factors may make CCS play a larger role than is suggested by its cost alone. Given open competition between electricity technologies under a carbon tax (or economically equivalent regulatory mechanism), and assuming that carbon storage can meet environmental permitting requirements, CCS may be adopted in preference to non-fossil alternatives, even if their electricity costs are similar. Unlike wind power, for example, CCS plants would match the existing distribution system with respect to sizing and ease of dispatch.[4] Moreover, CCS plants will likely be constructed using existing suppliers, and established upstream fossil energy companies could provide both fuel and $CO_2$ storage. While nuclear power could, in principle, play a central role in reducing $CO_2$ emissions, absent sweeping changes in the industry, its regulation, and its public perception, it seems likely that utilities will find CCS less risky and less expensive than nuclear power.

As the capstone of the economic analysis performed by the National Climate Change Process, the Analysis and Modelling Group (AMG) report was perhaps most influential in building

[4] "Dispatch" refers to the adjustment of power plant output to meet varying demand. At good sites, wind can produce electricity at low cost—compared with other low-emission technologies—but this understates the cost of large-scale wind-generated electricity, because additional storage, backup, or transmission would be required in order for wind to supply a substantial fraction of system demand.

expectations that CCS could be widely deployed in the electric sector to meet Canada's Kyoto commitment. Specifically, the baseline assumption of the AMG report[5] is that 42 Mt-$CO_2$/year could be captured at a price of \$38/t-$CO_2$. The 42 Mt-$CO_2$/year was derived by assuming that CCS could be applied to most coal-fired electric capacity located in the Western Canadian Sedimentary Basin. While cost assumptions originated in the Electricity Issues Table, it seems likely that inclusion of CCS in the AMG report played an important role in raising the profile of $CO_2$ capture technologies in federal and provincial governments.

Notwithstanding the long-term importance of CCS for mitigating emissions from electric power generation in Canada, a policy that forced rapid implementation of CCS—such as the scenarios analyzed in the AMG report—would be both unrealistic and unwise. The wisdom of such a policy is the subject of Section 4.1.2; here, I focus on assessing factors that control the rate at which CCS technologies could be implemented and on the cost of avoiding $CO_2$ emissions.

### *2.1.1 Rate of Implementation*

In order to capture an average of 42 Mt-$CO_2$/year over the 2008–2012 period, it is necessary either to have all plants in operation by 2008—six years away—or to increase the amount of $CO_2$ captured later in the commitment period. An elapsed time of six years from project initiation to first operation is a respectable period for building modern pulverized-coal (PC) plants; in Canada, the time may now be as short as 5 years.[6] It would take significantly longer to built a $CO_2$ capture plant, particularly one using new technology. Meeting the AMG reduction target would thus require the immediate initiation of planning for all required plants—a highly implausible scenario.

It is marginally more plausible that retrofits could be completed within this time frame; however, since retrofits using current amine technology[7] derate plant output by ~25%, this course would nevertheless require major construction of new capacity to make up for plant derating. Achieving the AMG goal is therefore unrealistic, because the required rate of implementation would be very hard to achieve.

If it were, in fact, necessary to replace all coal-fired electric power generation in Alberta and Saskatchewan with zero-$CO_2$-emission technology by 2008, it would be easier, and far less risky, to use natural-gas-fired systems. For new plants, natural-gas-fired CCS (NG-CCS) systems are directly competitive with coal-CCS (Figure 2). The overall costs of electricity from the two systems are roughly equal within uncertainties, which are dominated by the uncertainty of future gas prices and by the cost of $CO_2$ storage[8] [7, 8, 9, p. 256]. While the overall electricity costs are

---

[5] The AMG defined various scenarios ("paths"). Paths 1 and 3 assumed that each economic sector contributed equally to emissions reductions; these assumptions produced higher overall costs and resulted in little use of CCS, because electric sector emissions mitigation was modest. Paths 2 and 4 allowed trading between sectors to reduce the overall cost of meeting the Kyoto target, resulting in large reductions in electric sector emissions and an average (between the two paths) of 42 Mt-$CO_2$/year of emissions reductions achieved through CCS [5, p. 81].

[6] The total time for a generic PC plant would be about 5 years, about 1½ for design planning and permitting and about 3½ for construction (personal communication, Malcolm McDonald, Director Research and Technology, TransAlta, November 2001).

[7] If retrofits had to be operational by 2008, there would likely be insufficient time to develop improved capture technology.

[8] The cost of avoided $CO_2$ emissions for NG-CCS, as it is conventionally calculated, is roughly twice that for coal-CCS, because the baseline natural gas combined cycle (NGCC) plant has ~50% lower emissions

roughly equal, the capital cost of NG-CCS generation is about two-thirds that of coal-CCS, technical uncertainties are smaller, and permitting and construction would be considerably faster.

### *2.1.2 Cost of $CO_2$ Mitigation*

Published estimates of the cost of reducing $CO_2$ emissions from electric generation via CCS vary by almost an order of magnitude; the variance in cost estimates, however, greatly overstates the technical uncertainty. Part of the variance arises from unavoidable uncertainties in assessing the cost and performance of unproven technologies, but additional variance arises from inconsistencies in analytical assumptions that exaggerate the technological uncertainty. Inconsistency arises in three ways:

1. *Choice of reference case*. Analysts often estimate the cost of avoiding $CO_2$ emissions expressed in $/t-C, but any such estimate necessarily depends not only on the cost and performance of the CCS technology, but also on the specification of a reference case with a specific energy cost and $CO_2$ emissions per unit electricity. Estimates of the cost of generating electricity with CCS—which depend on factors specific to the plant (such as thermal efficiency)—are therefore more robust than estimates of the cost of avoiding emissions—which depend on the electric power market in which the power plant operates.[9] The multipollutant issues discussed in Section 4.3.1, for example, arise because the performance of the reference plant depends on the assumed controls on conventional air pollutants.

2. *Economic assumptions*. Most obviously, studies may use inconsistent economic assumptions for key parameters such as discount rates, fuel costs, capacity factors, and the costs of $CO_2$ storage.

3. *Timing*. Engineering studies have used widely differing assumptions about the availability of new technologies, with some estimating the cost of a plant that could be ordered today with performance guarantees and others estimating the cost of novel plant configurations or plants that require components that do not yet exist commercially.

Even when all such inconsistencies are resolved, the variance of results between engineering studies is larger than the uncertainty about the cost and performance of a plant that would actually be built, since the design of such a plant would be chosen to minimize cost (along with other factors such as risk). This is the case because engineering studies generally evaluate the performance of a particular design, and some of their variance reflects emerging knowledge about which plant configurations are best, rather than technical uncertainty about the performance of an optimal plant.

Finally, government action that forces the adoption of environmental controls will likely encourage innovation, which reduces the cost of control. The policy implications of this induced technological change are the subject of Section 4.3.2. The history of sulphur controls on electric power plants provides an important example of induced change. Between the late 1970s and

---

than the baseline PC plant. But what matters for electric utility planners (or investors) is the overall cost of generation under a carbon price that is roughly the same for the two systems.

[9] Robust estimates of the cost of mitigation require analysis that captures the trade-offs between various generating technologies and fuels (e.g., gas vs. coal), both on the short timescales on which plants are dispatched to meet demand and on the longer timescale on which installed capacity changes in response to restrictions on emissions.

1995, the capital cost of $SO_x$ controls decreased from US$250 to US$125/kW of capacity while the average removal efficiency increased from about 75% to 95%, and there is strong evidence to suggest that the primary driver of cost declines was the imposition of government controls on sulphur emissions [10]. While it is not possible to accurately predict how the cost of CCS technologies will respond to controls on $CO_2$ emissions, there is no doubt that future costs depend not just on R&D, but also—and perhaps more importantly—on experience with the technology in commercial operation.

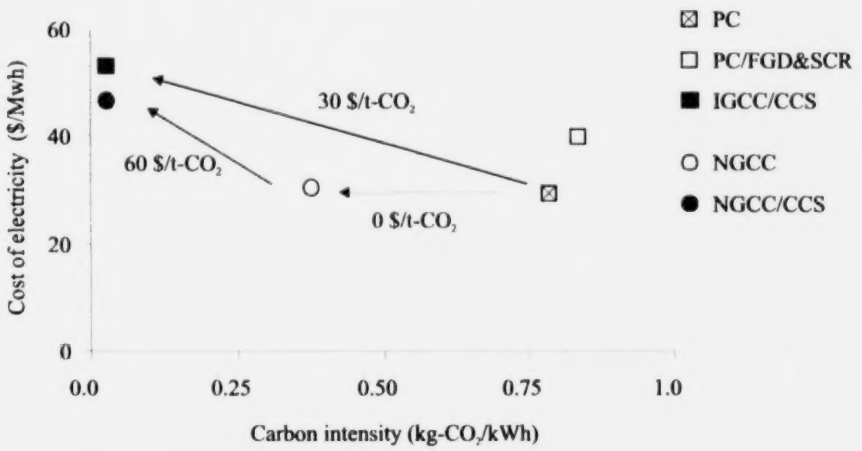



**Figure 2.** The cost of electricity versus $CO_2$ emissions per unit of output. Costs (in U.S. funds) are representative of current estimates but are, of course, strongly dependent on assumptions about fuel price and the cost and performance of CCS technologies. With these assumptions, the mitigation cost of coal-to-gas fuel switching is zero for new plants, while the mitigation cost of CCS is ~US$30/t-$CO_2$ and ~US$60/t-$CO_2$ for coal and gas, respectively. Note that this is true despite the fact that NG-CCS provides cheaper electricity than coal-CCS. Note the differing costs and emissions intensities for coal plants with (PC/FGD&SCR) and without (PC) modern emissions controls, demonstrating that the cost of mitigation with CCS depends on the stringency of conventional pollutant control. Note: FGD&SCR is flue gas desulphurization and selective catalytic reduction; and IGCC is integrated gasification combined cycle.

Timing is crucial in assessing the cost of CCS. It is quite plausible that CCS could enable deep reductions in $CO_2$ emissions from electricity generation at a cost of under $30/t-$CO_2$ if the reductions do not need to be fully implemented until 2015 and if a sustained program to encourage R&D and demonstration projects is begun soon. Conversely, if deep reductions are required by 2008, then it is very unlikely that mitigation costs could be as low as $38/t-$CO_2$ (as assumed in the AMG analysis).

## 2.2 Oil and Gas

The cost of capturing $CO_2$ and compressing it to the pressures required for geological storage (typically greater than 10 000 kPa, or 100 atmospheres) is primarily dependent on the size and purity of the $CO_2$ stream to be captured. Combustion sources have $CO_2$ concentrations of 5–15%; for these dilute streams, the cost of capturing $CO_2$ dominates the cost of storage, accounting for perhaps three-quarters of the overall cost of CCS [2, 7]. The cost of capture is smaller for non-combustion sources and can be zero for high-pressure sources of nearly pure $CO_2$. In Canada, the

two most important non-combustion sources of $CO_2$ are natural gas processing and hydrogen production; these sources in turn provide the most important opportunities for applying CCS technologies in the O&G sector.

### *2.2.1 Natural-Gas-Associated $CO_2$*

Raw natural gas may contain significant impurities, with $CO_2$, $H_2S$, and nitrogen being the most important. One may consider all of the $CO_2$ that is produced from wells along with natural gas as a single stream of non-combustion $CO_2$ to be managed (Figure 3). I call this stream natural-gas-associated $CO_2$ (NG-$CO_2$). Much of the $CO_2$ and virtually all the $H_2S$ are removed at gas processing plants prior to delivery to the final consumer.[10] At present, almost all of the NG-$CO_2$ is eventually emitted to the atmosphere, either at gas processing facilities or at the point of final combustion. Although emissions of NG-$CO_2$ amount to only a few percent of the $CO_2$ emissions that arise from combustion of the natural gas, they nevertheless provide an important opportunity for mitigating Canada's $CO_2$ emissions and for gaining experience with CCS.

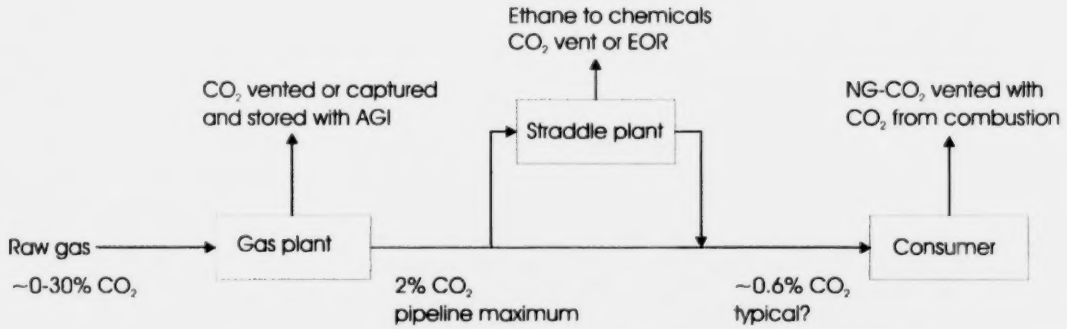



**Figure 3.** A schematic illustration of the natural gas processing system. Note: AGI is acid gas injection and EOR is enhanced oil recovery.

The mean $CO_2$ concentration of natural gas produced in Canada is currently about 2.5%, implying that the total production of NG-$CO_2$ is currently about 9 Mt-$CO_2$/year, equivalent to 1.5% of Canadian $CO_2$ emissions.[11] Gas production is forecast to rise by about 50% in the next decade—about half its rate of growth during the 1990s—likely bringing NG-$CO_2$ production to ~13 Mt-$CO_2$/year by 2010. At this level, NG-$CO_2$ would amount to 2.4% of Canada's $CO_2$ emissions in 2010; if these emissions could be eliminated, they would be about 12% of the $CO_2$ emissions reductions necessary to meet Canada's Kyoto target.[12] Moreover, the average $CO_2$ content of produced gas may well rise as gas production moves to deeper reservoirs in the northwest of the Alberta basin and elsewhere in the northern Rockies. Such an increase in $CO_2$ content might be driven by depletion of the least contaminated (sweet gas) reserves, coupled with declines in the costs of accessing deep gas and processing sour gas. If gas production continues to rise steeply—driven in part by coal-to-gas fuel switching in a $CO_2$-constrained electric power

[10] Gas sold for distribution to consumers, "sales gas," can contain up to 2% $CO_2$ and a maximum of 16 ppmv $H_2S$ (4 ppmv in the United States).

[11] I assume that year 2000 natural gas production was 180 billion $m^3$ (6.4 Tcf) at an average $CO_2$ concentration of 2.5% (see discussion in the next section).

[12] Using figures from the 1997 emissions inventory and assuming that future emissions and emissions reductions ("the gap") maintain the current relative contributions from the various GHGs.

sector—and if the average $CO_2$ content rises over 3.5%, then NG-$CO_2$ production could easily exceed 20 Mt-$CO_2$/year near the end of the Kyoto commitment period.[13]

The mitigation of NG-$CO_2$ emissions by capture and geological storage can build directly on industry experience with the disposal of $CO_2$ plus $H_2S$ (acid gas) mixtures arising from sour gas processing.[14] The least costly method to eliminate $H_2S$ is to flare the acid gas stream, burning the $H_2S$ to $SO_2$ and releasing the $CO_2$ to the atmosphere. Over recent decades, concern for the environmental effects of sulphur emissions has eliminated flaring as an option for all but the smallest facilities. In response to restrictions on flaring, gas processors switched to sulphur recovery, which produces sulphur as a saleable by-product but releases the $CO_2$ as before. In response to falling sulphur prices and increasingly stringent restrictions on residual $SO_2$ emissions, the industry has recently begun to abandon sulphur recovery in favour of acid gas disposal. For the largest plants, the lowest-cost route may still be sulphur recovery, but for plants with lower $H_2S$ fluxes, the lowest-cost option is to compress the full acid gas stream ($CO_2$ and $H_2S$) and dispose of it in a suitable geological formation [11]. This process, called acid gas injection (AGI), is practised in over 31 facilities in Canada and at a rapidly growing number in the United States. For existing AGI facilities, $CO_2$ mitigation has been achieved at a negative cost, in the sense that AGI is the lowest-cost treatment for acid gas, cheaper than alternatives that would release the $CO_2$.

Industry experience with AGI provides a technical foundation that could be expanded to achieve the capture and storage of a substantial fraction of the NG-$CO_2$ stream. In addition, AGI provides important regulatory experience with $CO_2$ storage, as discussed in Section 3.2. The path from AGI to broader efforts to capture NG-$CO_2$ will likely involve the following key technological steps:

1. Implementing AGI rather than sulphur recovery for new sour gas facilities. (For small $H_2S$ flows, AGI is already the least costly method, but for the largest facilities, sulphur recovery may still be cheaper.)

2. Converting existing sour gas plants from sulphur recovery to AGI.

3. Implementing $CO_2$ compression and geological storage from plants that process high-$CO_2$/low-$H_2S$ gas and currently vent the $CO_2$.

4. Increasing the $CO_2$ capture from straddle plants by capturing existing $CO_2$ streams and modifying processes to increase $CO_2$ capture.

Finally, there are likely important opportunities to reduce the cost of mitigating NG-$CO_2$ emissions by optimization across the gas processing system. It might, for example, be efficient to decrease $CO_2$ capture at some upstream gas plants and increase capture at straddle plants to take full advantage of economies of scale in capture and storage.
Compared with other sectors, the mitigation supply curve for NG-$CO_2$ is particularly hard to estimate accurately because of the rapid pace of change in the natural gas industry. Principal

[13] A production rate of 285 billion $m^3$ (10 Tcf) and 3.5% $CO_2$ implies 20 Mt-$CO_2$/year. This production rate is ~50% higher than current (2000) production.
[14] A gas stream that contains more than 16 ppmv $H_2S$ must be processed to remove the $H_2S$. Such processing typically uses amine temperature swing absorption, which captures most of the $CO_2$ in addition to the $H_2S$. The resulting $CO_2$ plus $H_2S$ (acid gas) stream must then be processed to eliminate $H_2S$.

sources of uncertainty are (i) estimates of future gas composition and production volume, (ii) estimates of the disposition of NG-$CO_2$ in the absence of incentives to mitigate $CO_2$ emissions, and (iii) the engineering cost of additional $CO_2$ capture technologies.

While rapid change in the natural gas industry makes accurate estimates of mitigation cost more difficult, it likely decreases the cost of mitigation, because it allows $CO_2$ capture to be built into new facilities where costs are generally lower, rather than added to the existing system where costs will be higher and process optimization more difficult to achieve.

It seems plausible that 10 Mt-$CO_2$/year (two-thirds of the likely total amount of NG-$CO_2$) could be captured and sequestered at an average cost of about \$20/t-$CO_2$, assuming (i) continued rapid growth in gas production, (ii) increasingly stringent controls on $SO_2$ emissions, and (iii) early government action that allows industry to take advantage of the cost reductions that arise from building $CO_2$ capture into the gas processing infrastructure.

### *2.2.2 $CO_2$ from Hydrogen Production*

Hydrogen is used in petroleum refining to efficiently produce lighter (lower-molecular-weight) products via hydro-cracking and for desulphurization. The upgrading of raw bitumen extracted from the oil sands to produce synthetic crude oil requires particularly large amounts of hydrogen, about 1000 scf-$H_2$/bbl of synthetic crude oil. When the hydrogen required for upgrading is combined with the hydrogen required for refining, the total amount of hydrogen required to produce refined petroleum products from the oil sands bitumen is 5–10 times larger than it is from conventional crude oil.[15] Almost all the required hydrogen is produced from natural gas via steam methane reforming (SMR), a process that can produce a stream of nearly pure $CO_2$ containing most of the carbon in the initial natural gas stream.

As oil sands production expands rapidly, so will production of hydrogen. The construction of hydrogen plants to meet the demands of bitumen upgrading in Alberta may soon produce the world's largest concentration of hydrogen production facilities. Industry estimates suggest that an average of more than one large (100 million scf/day) hydrogen plant will be built each year this decade, raising total capacity to roughly 2 billion scf/day,[16] about four times the current level, a capacity equivalent to about 20% of current world production of hydrogen for refining. This rapid development of hydrogen capacity presents an important opportunity for implementing CCS to mitigate the $CO_2$ emissions associated with hydrogen production ($H_2$-$CO_2$).

Conventional hydrogen production using SMR and water-gas shift produces 3.5–4 volumes of hydrogen for each volume of $CO_2$. A hydrogen production of 2 billion scf/day would therefore result in about 500 million scf-$CO_2$/day, or 13 Mt-$CO_2$/year. Because the largest uncertainty in estimating the potential $CO_2$ production lies in predicting the future rate of synthetic crude production, it is perhaps most useful to estimate the ratio of $H_2$-$CO_2$ production to the output of synthetic crude; that ratio is about 5 Mt-$CO_2$/year for each million bbl/day of synthetic crude.

---

[15] For comparison, hydrogen consumption in typical refining is 100–200 scf-$H_2$/bbl crude. Hydrogen consumption in California to produce reformulated gasoline is considered very high at about 600 scf-$H_2$/bbl crude (all values exclude the by-product hydrogen from naphtha reforming). The 1000 scf-$H_2$/bbl for upgrading bitumen is to produce synthetic crude; still more hydrogen is needed to produce derived products.

[16] Personal communication, Tom McCann, T.J. McCann and Associates Ltd., Calgary, October 2001. This estimate was derived by compiling a list of the hydrogen production facilities under construction or in the planning process and applying a rough discount to account for plants that will not go ahead.

Two obstacles frustrate the immediate application of CCS technologies to $H_2$-$CO_2$: first, changes in hydrogen production technology that are eliminating the pure $CO_2$ streams, and second, the location of most upgrading at Fort McMurray, which is 200–400 km from good geological storage sites near the mountain front.

Older hydrogen plants use SMR to produce syngas (mostly $H_2$ and CO) followed by water-gas shift reactors to produce a mixed hydrogen and $CO_2$ stream, which is separated, making high-concentration streams of hydrogen and $CO_2$. Newer plants use pressure swing absorption (PSA) to remove hydrogen from the syngas stream and reduce the efficiency of the water-gas shift step to exploit the advantages of integration with the refinery's fuel gas system. In these plants, the residual syngas stream (after hydrogen removal) is mixed with other fuel gases and then combusted as fuel. The combustion step in PSA systems eliminates the high-concentration $CO_2$ stream that was available in the older generation of hydrogen production plants.

Comparatively low-cost opportunities for capturing the non-combustion $CO_2$ from hydrogen production remain, but it is difficult to accurately assess the cost and quantity of $CO_2$ available because of (i) the integration of hydrogen production into other refinery processes, (ii) the rapid pace of technological change, and, perhaps most importantly, (iii) the difference in cost of $CO_2$ capture between retrofits of existing or soon-to-be-constructed plants and the cost from new hydrogen plants optimized to include integrated $CO_2$ capture.

There are three broad options for capturing $CO_2$ from hydrogen plants associated with bitumen upgrading:

1. *Retrofit the older non-PSA hydrogen plants*. Costs are dominated by the cost of compression. Depending on the desired $CO_2$ purity and final pressure, the cost is \$5–15/t-$CO_2$ [12].

2. *Retrofit the new PSA hydrogen plants*. Costs are likely in the \$15–25/t-$CO_2$ range if it is possible to capture the $CO_2$ from the high-pressure syngas stream. If such integration into plant operations is not possible, then the $CO_2$ must be captured from the combustion gases at significantly higher cost.

3. *Modify the design of new hydrogen plants to incorporate $CO_2$ capture*. A serious analysis effort is needed to understand the cost of avoiding $CO_2$ emissions in upgrading and refining operations. Cost will depend on the degree of integration with refinery operations. A significant amount of hydrogen production capacity is now in the planning process. For these plants, the available technical options and therefore the cost of $CO_2$ capture will be strongly dependent on the timing of a decision to capture $CO_2$. Previous estimates for the cost of $CO_2$ capture in PSA systems without fuel-gas integration range from \$13 to \$24/t-$CO_2$ [13, 14].

The second major barrier to reducing emissions of $H_2$-$CO_2$ using CCS technologies is the location of most of the hydrogen production at Fort McMurray, far from good sites for geological storage. Compared with the uncertainties associated with the capture of $H_2$-$CO_2$, however, the transport of $CO_2$ is well understood, and the development of a $CO_2$ pipeline could proceed rapidly once the source and disposition of the $CO_2$ were understood. Costs for transporting $CO_2$ at volumes above 5 Mt/year over the required distance are unlikely to be higher than \$10/t-$CO_2$. Some bitumen upgrading is now planned for the Edmonton area, with transport of bitumen from Fort McMurray to Edmonton accomplished via slurry pipeline. The presence of an economic incentive to

reducing $H_2$-$CO_2$ emissions would add to the economic incentive favouring Edmonton-based upgrading facilities by reducing the cost of $CO_2$ transport.

# 3. Risks and Regulation

The technology required to inject large quantities of $CO_2$ into geological formations is well established. Industrial experience with $CO_2$ enhanced oil recovery (EOR) and with the disposal of $CO_2$-rich acid gas streams, together with related experience with natural gas storage and the underground disposal of other wastes,[17] allows confidence in predictions about the cost of $CO_2$ injection and suggests that the risks will be low. Once $CO_2$ is injected, evidence from natural $CO_2$ reservoirs as well as from numerical models suggests that it can—in principle—be confined in geological reservoirs for timescales well in excess of 1000 years, and that the risks of geological storage are small. Not withstanding this reasonable optimism, the risks of geological storage cannot be ignored. Indeed, a robust and inclusive risk assessment process will be needed to ensure the viability of $CO_2$ storage in Canada.

## 3.1 Risks

The risks associated with geological storage may be roughly divided into two kinds: first, the local health, safety, and environmental risks, and second, the global risk arising from leaks that return stored $CO_2$ to the atmosphere. The global risk may alternatively be viewed as uncertainty in the effectiveness of $CO_2$ storage.

### *3.1.1 Local Risks*

The principal local risks arise from release of $CO_2$ at the surface, where it can asphyxiate exposed people or animals and can damage local biota. The most obvious local risk is the risk of catastrophic leaks such as well blowouts, pipeline ruptures, or subsurface events that result in sudden releases of $CO_2$. Catastrophic events can also be caused by slow leaks in deep $CO_2$ reservoirs if the $CO_2$ is temporarily confined in the near-surface environment and then suddenly released. In 1986, for example, the water in Lake Nyos (Cameroon) turned over, releasing about 100 kt-$CO_2$ that had accumulated from volcanic vents that had gradually charged the lake with $CO_2$. Because $CO_2$ is denser than air, it can flow downhill, creating asphyxiating conditions near ground level at points distant from the point of initial release. At Lake Nyos, the $CO_2$-rich cloud travelled over 10 km and killed over 1700 people [15].

While catastrophic releases have attracted the most attention, slow leaks may pose risks that are more difficult to manage. A leak of ~100 t-$CO_2$/day at Horseshoe Lake in California has killed trees over many hectares. A recent human fatality (July 2000) in a naturally occurring soda springs bath at Clear Lake, California, underlines the constant danger posed by $CO_2$ emissions from the ground.

The widespread use of natural gas storage facilities provides a useful analogue for assessing $CO_2$ storage, and the performance of natural gas storage points to the importance of slow leaks. In the summer of 2000, for example, the injection well of a gas storage facility in Hutcheson, Kansas,

[17] There is, for example, extensive experience with underground disposal in the United States. In addition to the ~34 Mt-$CO_2$ injected each year for EOR, the injection rates for other waste streams are 500 Mt/year for municipal wastewater, 2.7 Gt/year for brines from O&G operations, and 34 Mt/year for hazardous wastes.

leaked, allowing gas to flow into shallow formations, where it travelled approximately 10 km horizontally before erupting at many spots in the town site.

An entirely distinct class of local risks arises from the displacement of fluids during underground disposal. The injection of large volumes of fluids—equivalent to the volumes of $CO_2$ that would be stored over the lifetime of a coal-fired power plant—(i) may have induced seismicity, (ii) has produced ground movements that can cause structural damage to buildings and has obstructed the flow of irrigation water, and (iii) has caused the contamination of potable aquifers stemming from underground movement of displaced fluids.

Experts in the upstream O&G industry are generally confident that the risks from underground injection are small, and this confidence is strongly supported by the long history of underground disposal and specifically by the experience with $CO_2$ injection for EOR and AGI. While proper facility operation, site characterization, and monitoring can very likely reduce risks to low levels, they cannot be ignored.

### *3.1.2 The Uncertain Effectiveness of $CO_2$ Storage*

We lack validated modelling tools that could enable confident predictions about the lifetime of $CO_2$ in underground storage. While there is ample reason to expect that sufficiently low leak rates can be achieved, it is not yet possible to specify with confidence the site characteristics and injection technology that are required to ensure (within some level of uncertainty) that a given confinement lifetime or leak rate will be attained. Such knowledge will be needed to build a robust technical and institutional system for storing $CO_2$.

In the worst case, the risk of $CO_2$ leakage is not simply that CCS will be ineffective, but that it will be detrimental. All $CO_2$ capture technologies extract an energy penalty, typically 10–20%. Thus, more fuel must be consumed, and more $CO_2$ produced, per unit of delivered energy than would be the case if the $CO_2$ were not captured. If $CO_2$ leaks to the atmosphere within centuries, CCS could therefore *increase* future concentrations of $CO_2$.

## 3.2 Regulation

Technological capability is a necessary but insufficient condition for CCS to play a major role in mitigating $CO_2$ emissions. To fulfil its promise, CCS must evolve from a collection of individual technologies into a large-scale technological system for managing fossil fuel carbon. In order to be successful, such a technological system must comprise a suite of technologies linked by a network of institutions, financial systems, and regulations that are accepted by industry and are able to achieve broad public understanding and acceptance.

What form those regulations assume, what entities are involved in project approval and ongoing oversight, how cooperative or adversarial the regulatory process is, and how many opportunities are presented for litigation and other third-party interventions will together be critically important in determining the economic attractiveness and social acceptance of CCS.

The regulation of a new activity does not usually arise in a vacuum, but is strongly shaped by the existing regulatory and institutional context. Regulation commonly builds by the accretion of new authority onto existing entities (such as government departments) as they battle with rival entities over resources. Efforts to build a robust regulatory environment for geological storage cannot wait until the technology is ready for large-scale application. Action is needed now to build understanding of the regulatory environment for geological storage in Canada. Such action might

include the commissioning of studies aimed at (i) clarifying current roles and responsibilities with respect to underground storage, (ii) synthesizing scientific knowledge and risk assessment methodology, and (iii) setting reasonable goals for the management of $CO_2$ storage.

Local and global risks are currently regulated by different entities, within different regulatory frameworks, at different levels of government. In Canada, the regulation of local risks is a provincial responsibility performed by entities such as Alberta's Energy and Utilities Board (EUB).

The EUB already regulates the disposal of $CO_2$ and $H_2S$ mixtures (Section 2.2.1). AGI is the best regulatory analogue for $CO_2$ storage, because the toxicity of $H_2S$ means that the regulatory goal is to keep the gas from leaking to the surface. Like the injection of $CO_2$ for the purpose of avoiding atmospheric emissions—and unlike $CO_2$ injection for EOR—the regulation of AGI is aimed at ensuring safe, long-term disposal. Moreover, like CCS at coal-fired power plants, AGI links $SO_2$ and $CO_2$ emissions and thus provides a test bed for multipollutant regulation (Section 4.3.1).

Uncertainty in the effectiveness of $CO_2$ storage, arising from uncertainty in the lifetime of stored $CO_2$, is not currently addressed by any Canadian government entities. It will need to be. If Canada uses $CO_2$ storage to meet international commitments under the UN-FCCC, the federal government will need to account for it in the national emissions inventory. The responsibility for managing this process will presumably be divided among the departments of Foreign Affairs and International Trade, Environment, and Natural Resources.

The status of $CO_2$ storage under the UN-FCCC is unclear. While both the Kyoto Protocol and the recent Conferences of the Parties in Bonn and Marrakech explicitly endorse the use of $CO_2$ storage,[18] crucial questions regarding the incorporation of $CO_2$ storage within the framework convention's emissions accounting rules remain to be decided. The crux of the problem is deciding the extent to which $CO_2$ storage counts as non-emission.

The difficulty in building a system for regulating $CO_2$ storage is not simply due to the technical uncertainty in predicting the lifetime of $CO_2$ in reservoirs; it also arises from uncertainty about the goals of storage. Should the median lifetime of $CO_2$ in storage facilities, for example, be 500 years or 10 000? What fraction of early failures are we willing to accept? Uncertainty in predicting the fate of $CO_2$ in reservoirs cannot be eliminated. The regulatory system cannot therefore demand zero risk or perpetual storage. It must incorporate some "permission to fail." The challenge is to build a regulatory regime that works despite these uncertainties. Efforts to design technology for injection and monitoring of $CO_2$ and to craft a system to regulate these activities cannot succeed until there is some common understanding about these programmatic goals (Figure 4).

[18] In Article 2, Section 1, the Kyoto Protocol includes "Research on, and promotion, development and increased use of, new and renewable forms of energy, of carbon dioxide sequestration technologies," as a method for Parties to achieve their "quantified emission limitation." The agreement at the seventh Conference of the Parties in Marrakech requests that the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) study "geological carbon storage technologies" (Paragraph 7) and endorses $CO_2$ capture in Paragraphs 8.d, 13.d, and 29.

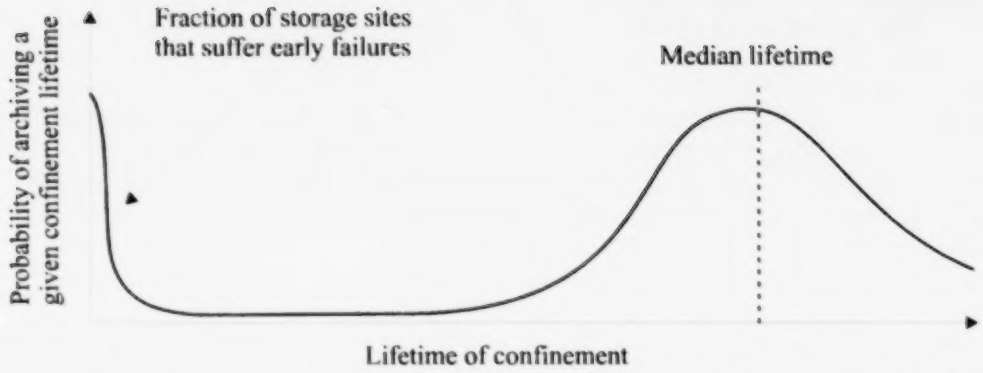



**Figure 4.** A schematic illustration of the probability distribution of confinement lifetime in a hypothetical set of storage reservoirs. The shape of the probability distribution will be determined by the technical standards for site selection, injection, and monitoring. These standards should themselves be chosen so that the resulting performance—expressed here as the probability distribution of confinement lifetimes—meets the overall programmatic goals. Two crucial programmatic goals are illustrated: the expected lifetime of $CO_2$ in storage reservoirs, and the fraction of storage sites that suffer early failure.

# 4. Implementing $CO_2$ Capture and Storage in Canada

## 4.1 A Strategy for the Oil and Gas Sector

Government action to encourage the adoption of CCS technologies in the O&G sector could yield significant, low-cost reductions in $CO_2$ emissions within the Kyoto commitment period while building the institutional and technological capacity necessary for broader use of CCS in the future. Specifically, I estimate that emissions could be reduced—compared with business as usual—by about 20 Mt-$CO_2$/year at an average cost of \$15–25/t-$CO_2$. As a sector in which to focus government action on CCS technologies, O&G offers several distinct advantages over electric power generation:

1. *Technical opportunity*. Because of the presence of large high-$CO_2$-concentration gas streams, the cost of $CO_2$ capture is less than half that in the electric sector. In addition, rapid growth in the O&G sector adds to its attractiveness, because $CO_2$ capture would be built into new facilities where costs are generally lower, rather than added to existing systems where costs will be higher and process optimization more difficult to achieve. If action is delayed, much of this opportunity for low-cost mitigation will be lost.

2. *Institutional ability*. Many of the large multinational firms in the O&G sector are uniquely able to manage the rapid implementation of CCS technologies. Specifically, these firms have in-house technical expertise covering all facets of CCS from $CO_2$ capture to long-distance transport and geological storage and an institutional culture that emphasizes long-range planning under uncertainty. In sharp contrast, many firms in the electric power generation sector are focused on near-term issues arising from market restructuring and lack the technical depth to effectively manage uncertain new technologies.

3. *Opportunity for constructive public engagement*. Wherever it is introduced, $CO_2$ storage is certain to generate public controversy. This controversy arises from specific concerns

about the safety of storage and more general concerns about sustainability. The introduction of CCS in the O&G sector will likely tend to focus debate on the safety and longevity of $CO_2$ storage rather than on the choice between fossil and non-fossil primary energy, as would the use of CCS in electric power generation. While both concerns are legitimate, debate centred on the former will be more likely to resolve key questions about the acceptability of CCS technologies. Moreover, both environmental non-governmental organizations (ENGOs) and the public are concerned about the environmental impacts of O&G production—both because of its rapid growth and because much of the production is exported—and use of CCS will directly reduce these impacts.

4. *Commercial benefits for Canadians.* Development of novel technologies for integrating $CO_2$ capture with natural gas processing and petroleum refining operations could produce an export-driven market for Canadian firms. Related claims can, of course, be made for almost any investment in $CO_2$ mitigation, but the claim is particularly plausible here because of the comparatively large size and technical sophistication of the Canadian O&G sector. While investment in wind or coal-CCS electricity generation could also generate commercially valuable Canadian expertise, the case is less plausible because of the weak Canadian position in the design and construction of wind turbines or coal-fired power plants.

### *4.1.1 Policy Options and Economic Instruments*

A wide variety of policy instruments might be employed to drive adoption of CCS technologies in the O&G sector. Policy design will be unavoidably complicated by the divergence of federal and provincial interests, the limited suite of available policy instruments, and limited analytical capabilities of governments in a technically complex arena. Industry accepts that some GHG restrictions are inevitable, but argues that a cap-and-trade system would favour weak companies with slower growth rates; instead, industry is arguing for individually negotiated (company-by-company) caps on emissions intensity (e.g., kg-$CO_2$/bbl).[19] Individual caps are a blunt instrument, however, because they encourage companies to transfer emissions outside their operations without changing actual emission rates, thereby complicating emissions accounting and obscuring the real costs of emissions control. Plausible policy instruments include:

1. *A sector-wide price on $CO_2$ emissions.* A tax or cap-and-trade system could be applied to set an even price for GHG emissions throughout the upstream O&G sector. A tax naturally puts a constant price on emissions as production expands, but a cap-and-trade system could do the same if the total number of permits was increased in proportion to production. If needed, the ratio of permits to production could be made to decline according to an agreed schedule. This latter option allows transparent, economically efficient, sector-wide regulation of emissions intensity.

2. *Specific credits for $CO_2$ storage.* Specific monetary credit could be given for $CO_2$ stored in geological reservoirs, with a compensating increase in royalties or taxes to maintain overall sector-wide revenue neutrality.

3. *A sector-wide price on fugitive/non-combustion $CO_2$ emissions.* A tax or tradeable permit system could be imposed on non-combustion $CO_2$ streams.

[19] Personal communication, Rick Hyndman, Senior Policy Advisor on Climate Change, Canadian Association of Petroleum Producers, October 2001.

4. *Encouraging the adoption of enabling technology*. Rapid growth in long-lived capital stock in the O&G sector, in combination with the cost advantage of implementing $CO_2$ controls for new facilities rather than retrofits, means that there may be public value in driving the adoption of technology that would allow future implementation of $CO_2$ capture at low cost prior to imposing systematic $CO_2$ controls. For example, capital depreciation rates could be adjusted for specific hydrogen production technologies.

### *4.1.2 The Need for Improved Cost Analyses*

New analysis is urgently needed to quantify near-term potential for implementing CCS in the O&G sector. Previous analyses have examined the overall costs of CCS across economic sectors, looking at both combustion and non-combustion sources of $CO_2$. Such analyses tend to focus on the largest $CO_2$ sources—electric power plants—where the costs of mitigation are high and the likelihood of early action is low. Further, because of their breadth, such analysis cannot include sufficient analytical detail to make a robust estimate of the costs of control for non-combustion sources.

What is required is an analytical effort focused on estimating the lowest-cost end of the supply curve for $CO_2$ mitigation using CCS. The rapid pace of change in O&G production strongly suggests that such an effort should not focus exclusively on estimating the costs under current market conditions, but must instead strive to incorporate forecasts of market growth. This is particularly true in assessing the cost of capturing NG-$CO_2$ and $H_2$-$CO_2$ (Section 2.2). The analysis should aim to quantify the uncertainty in cost estimates, explicitly documenting the dependence of cost estimates on assumptions about government and industry behaviour.

## 4.2 A Strategy for the Electric Sector

The use of fossil-fuel-based electric power generation with CCS could enable deep reductions in the $CO_2$ emissions from Canada's electric sector while maintaining growth in electricity supply. It is reasonable to aim at reductions of 50% by 2020 and to expect that the marginal increase in generation costs will be between $15/MWh and $25/MWh. In addition to the evident dependence on the performance of the CCS technologies themselves, the marginal mitigation cost is strongly dependent on three other factors—the price of natural gas, the stringency of control on conventional pollutants, and the cost of $CO_2$ storage (or value, if $CO_2$ is used to enhance upstream O&G production using EOR or enhanced coal bed methane).

It is technically possible to implement CCS electric power generation technologies quickly enough to achieve deep emissions reductions in the 2008–2012 Kyoto commitment period—as suggested in the AMG report—but a strategy aimed at this end would have two serious disadvantages:

1. The necessary rapidity of action would increase the cost of $CO_2$ mitigation by limiting opportunities for learning-by-doing and for leveraging global R&D efforts aimed at reducing CCS costs (Section 2.1.2). The costs would likely be higher and more uncertain than they would be under a strategy based on coal-to-gas fuel switching. Strong technology-specific incentives might then be required to force the implementation of CCS.

2. Rapid implementation of $CO_2$ storage would force rapid resolution of the regulatory questions described in Section 3.2, thus increasing the risk of setting bad regulatory

precedents. The rapidity would likely limit the opportunity to craft a broadly based risk assessment process and might limit public involvement in such a process. Such a process could easily result in strong public opposition. The use of CCS-specific incentives to encourage implementation, as described above, would increase the likely opposition by ENGOs, because it would directly pit CCS against coal-to-gas fuel switching, an alternative that would in this case be lower in cost and is already preferred by several ENGOs.

Near-term government action to encourage the development of CCS technologies in Canada could secure the option of using CCS to achieve deep reductions in $CO_2$ emissions from electric power generation. Any technology development program aimed at reducing future costs faces difficult choices in allocating resources between R&D and demonstration projects. In developing CCS in Canada, several strategic factors suggest a particular focus on demonstration projects. First, Canadian firms have comparatively little expertise in manufacturing the core component technologies, such as gas turbines or coal gasifiers, whereas Canadian firms have comparatively strong positions in the engineering and integration of large energy projects. Thus, the benefits of a demonstration project are more likely to be retained by Canadian firms than are benefits accruing from R&D on the component technologies. Second, early CCS demonstration projects will likely attract significant international R&D funding, and some of the expertise and intellectual property will be retained by the host country. An early Canadian demonstration of electric power generation with CCS would likely attract international collaboration, as has been demonstrated by the $CO_2$ storage monitoring program at PanCanadian's Weyburn EOR project.

## 4.3 Crosscutting Issues

### *4.3.1 Multipollutant Control*

There are strong technological links between the control of $CO_2$ and the control of conventional air pollutants. These links are particularly important for coal-fired electricity generation but are also important in the O&G sector. Government policy must account for these links if it is to achieve cost-effective regulation of $CO_2$ and conventional air pollutants.

The marginal cost of capturing $CO_2$ from coal-fired power plants is strongly dependent on the stringency of controls on conventional pollutants ($SO_x$, $NO_x$, particulate matter, toxic metals). The reasons are simple: most proposed $CO_2$ capture plants have very low emissions of conventional pollutants, so their cost of electricity is roughly independent of the stringency of pollution control; for plants without $CO_2$ controls, however, the cost of electricity rises significantly with the stringency of control. Moreover, controls on conventional pollutants generally decrease plant efficiencies—increasing $CO_2$ emissions per unit of electricity and so further increasing the cost of $CO_2$ control with increasing stringency of control on conventional pollutants (see Figure 2). $CO_2$ capture plants will differ in their control of air pollutant emissions, and some designs may increase emissions; post-combustion capture with amines, for example, can increase $NO_x$ emissions per unit of electricity because amine capture decreases plant efficiency without removing $NO_x$ [16].

If the regulation of conventional air pollutants were static, then it might be reasonable to ignore the coupling between $CO_2$ and air pollution. The regulatory environment, however, is changing rapidly, driven by new scientific understanding of the health and environmental impacts of pollutants and by continued improvement in the technical and economic performance of emission control technologies. Important areas in which new scientific understanding may influence the

regulatory environment include (i) the health effects of fine particulate matter; (ii) the formation of secondary particulates from gaseous emissions of $SO_x$ and $NO_x$; (iii) the effect of industrial $NO_x$ emissions in generating ozone far from the sources of emission; (iv) the environmental and health impacts of low levels of ozone; and, finally, (v) the hazards posed by emissions of metals such as mercury. The proposed Canada-wide Standards for ozone and $PM_{2.5}$ reflect this emerging knowledge of the risks of air contaminants, but it is highly unlikely that the standards represent the final word on this issue. More plausibly, change in the regulatory environment for air contaminants will continue and will be at least as rapid as changes in the regulation of $CO_2$ emissions.

The technological link between control of $CO_2$ and control of air contaminants demands a corresponding link between government policy in the two domains. Without such linkage, the environmental regulation of power plant emissions is unlikely to be cost effective. Consider the management of emissions at coal-fired power plants. Without linkage, air pollution regulations might force operators to install expensive control technology in the next decade, only to have the plants retired a few years later because of restrictions on $CO_2$ emissions. In contrast, a coordinated policy might achieve the same environmental benefit at lower cost by accelerating the implementation of near-zero emission technologies, while allowing some existing facilities to run without new control technology until their retirement.

The multipollutant control problem is particularly difficult in Canada because of the absence of effective programs for emissions trading. If control of $CO_2$ and control of $SO_2$, for example, were both achieved through measures that set a price on emissions, then efficient multipollutant control might emerge without explicit government action. In the existing policy environment, however, where governmental measures are predominately sector specific and standards based, it is likely that opportunities to efficiently mitigate both pollutants will be missed.

Near-term options for building multipollutant considerations into $CO_2$ control policy include the following:

1. Focus $CO_2$ control efforts on technologies or sectors where multipollutant benefits are largest—coal rather than gas, for example, or heavy freight transport rather than personal automobiles.

2. Explicitly mandate the consideration of air pollutants in allocating resources for CCS R&D and demonstration projects. For example, if all other factors are equal, then gasification or oxygen-fired retrofits should be given precedence over amine capture.

3. Build multipollutant control into targeted programs for $CO_2$ control that will result in new long-lived capital stock by setting program-specific emissions prices for key pollutants. A reverse auction for emissions reductions similar to that of Pilot Emissions Reductions, Removals and Learnings, a pilot initiative of Environment Canada, might build in explicit prices for $SO_2$ and $NO_x$ that would be used solely to compare bids in the auction program without committing the government to broad-based emissions prices.

### *4.3.2 Induced Technological Change*

Distributing the burden of emissions mitigation across economic sectors, across geographic regions, and between present and future is one of the thorniest problems in climate policy. Two distribution problems are particularly relevant to the implementation of CCS. The first is the

distribution of burdens between economic sectors; however, because this topic was carefully addressed in the AMG report, little additional discussion is needed here. The second is the distribution of effort between the Kyoto and post-Kyoto periods: current resources may be directed either to reducing emissions in the 2008–2012 Kyoto commitment period or towards achieving efficient mitigation over a longer period.

The Kyoto versus post-Kyoto distribution is often framed as a choice between spending aimed at achieving immediate mitigation of emissions and spending on R&D that can drive down the cost of mitigation in the future. This framing is too restrictive, however, because spending aimed at achieving immediate emissions mitigation can also reduce the cost of future mitigation without government-sponsored R&D. Government action that sets a price on $CO_2$ emissions in a given sector induces private innovation that can bring down the cost of mitigation. Such induced (or endogenous) technological change can occur in many ways, ranging from the acceleration of learning-by-doing in the application of existing technologies to the creation of new technologies by induced R&D in the private sector. Because of the long time horizon of the climate problem, induced technological change plays a crucial role in determining the cost of emissions control [17–19].

The presence of induced technological change has important implications for climate policy. Most generally, there is an unavoidable coupling between the allocation of burdens in the Kyoto and post-Kyoto periods. More specifically, while an economy-wide tradeable permit system that equalizes the marginal price of emissions mitigation across the economy may produce the most economically efficient mitigation in the short run, it may be inefficient in the long run. This would, for example, be true if the resulting carbon price were too low to induce innovation in a sector where early innovation was important for bringing down the long-run cost of mitigation. The upshot is that the problems of sectoral and temporal allocation described in the first paragraph of this section are tightly entangled.

Considering the implementation of CCS, the distribution of financial burdens between the O&G sector as described in Section 4.1 and the electric sector as described in Section 4.1.2 is also a choice between the mitigation of emissions in the Kyoto and post-Kyoto periods. It will be difficult for government decision-makers to craft a robust consensus about the allocation of funding for CCS absent some programmatic guidance about the appropriate distribution of current federal resources for $CO_2$ mitigation between the disparate Kyoto and post-Kyoto goals. These issues cannot be resolved by departmental program managers; clear guidance from higher levels of government will be required to resolve this allocation problem.

### *4.3.3 The Federal Role in Regulating and Managing $CO_2$ Storage*

It seems plausible that existing systems for regulating the underground disposal of wastes from the O&G sector—an area of provincial jurisdiction—could be extended to successfully manage the *local* risks arising from large-scale geological storage of $CO_2$. While Environment Canada may have little to no direct responsibility for managing the local risks, there is reason to contemplate a federal role in facilitating risk assessment and risk communication and in documenting $CO_2$ storage activities.[20] This role might reasonably be split between Natural Resources Canada and Environment Canada.

[20] Such documentation might include the quantity injected, the methods used for injection and monitoring, and a summary analysis of significant problems or failures.

If CCS plays a significant role in managing Canada's $CO_2$ emissions, then there may be a gigatonne of $CO_2$ stored in underground reservoirs in Canada within several decades. It seems very likely that a new federal regulatory system will be needed to successfully manage the global risks of large-scale $CO_2$ storage—the possibility of leakage that could compromise the effectiveness of $CO_2$ storage in mitigating atmospheric emissions. Although management of geological resources, and of the local effects of $CO_2$ storage, is a provincial responsibility, the management of $CO_2$ stored to avoid atmospheric emissions implies a federal responsibility, because it arises from national and international commitments to control $CO_2$ emissions. The discharge of this federal responsibility would fall, at least partially, under the jurisdiction of Environment Canada.

Considering the more immediate future, one might argue that Environment Canada could avoid involvement in the regulation of $CO_2$ storage until a problem arises. The storage of $CO_2$, after all, will start small. Moreover, provincial regulators already manage the storage of $CO_2$ when it occurs as a side effect of AGI (Sections 2.2.1 and 3.2), and there seems little immediate likelihood of any serious challenge to the idea that $CO_2$ stored in geological formations should be excluded from national emissions inventories.

While delay is possible, there are strong arguments for early federal involvement in the regulation of $CO_2$ storage. Within this decade, Canadian firms will likely seek permits to inject significant quantities of $CO_2$ underground for the explicit purpose of avoiding $CO_2$ emissions to the atmosphere. Without adequate assessment of the risks of CCS and of the existing regulatory environment for $CO_2$ storage, there is a risk that environmental regulators will respond ad hoc, crafting regulations to fit the demands of the moment without adequately understanding their long-term implications. Such early regulatory action is often difficult to amend and could affect the development of the technology for decades. Efforts to build a robust regulatory environment for geological storage cannot wait until the technology is ready for large-scale application. Environmental regulators, industry, and ENGOs need to begin to build a common understanding of the current state and future course of regulation, identifying areas of common concern and developing compromises to address areas of disagreement. Environment Canada should lead this effort.

Specific areas in which early action by Environment Canada appears most likely to be useful include the following:

1. *Risk assessment*. Environment Canada should facilitate an assessment of the risks of $CO_2$ storage. The effort should be coordinated with efforts under way in the United States and elsewhere. While the explicit purpose of the assessment will obviously be to improve technical understanding of the risks, a well-run assessment process that involves diverse stakeholders can serve a vital role in building public trust, even if little new knowledge is generated.

2. *Setting goals for $CO_2$ management*. Research aimed at improving the tools for monitoring storage is already under way in Canada. Improved technical understanding is, however, a necessary but insufficient requirement for the successful management of $CO_2$ storage. The risks of $CO_2$ storage cannot be eliminated, and a management regime that aims at zero risk will be certain to fail. Stakeholders need to clarify the strategic goals at which a management regime should aim. Environment Canada should facilitate an inclusive process aimed at defining such goals (Section 3.2, Figure 4).

3. *Clarifying international commitments*. As discussed in Section 3.2, the status of $CO_2$ storage in the international climate policy regime has not been completely resolved. In concert with the Department of Foreign Affairs and International Trade, Environment Canada should seek resolution.

## 5. Summary: Specific Roles for Environment Canada

If CCS is widely implemented, Environment Canada will play multiple, partially independent roles in managing the technology. Many roles for Environment Canada are implicit in the foregoing discussion of strategies for implementation. In some areas, such as the near-term use of CCS in the O&G sector (Section 4.1), managerial responsibility is spread between multiple federal and provincial departments in a complex and already somewhat contentious mixture. Sorting out the precise roles for Environment Canada is beyond the scope of this report. In other areas, such as multipollutant regulation (Section 4.3.1), the role for Environment Canada emerges more clearly due to the overlap between the department's responsibilities for conventional air pollution and its responsibilities for GHGs. Finally, in Section 4.3.3, I argue that there is a specific role for Environment Canada in managing long-term $CO_2$ storage.

Environment Canada has a broader role in promoting the success of a national regime for managing $CO_2$ emissions, a role that is distinct from the details of building an effective and efficient system for managing $CO_2$ capture and storage. Over the next half century, the cost of managing $CO_2$ emissions will likely rise steadily to a total of over 1% of Canada's GDP. The urgency of disputes over the management of $CO_2$ emissions will likely continue to grow with the size of the economic stakes. With respect to CCS, there will likely be two crucial areas in which it will be vital to build public trust. The first is in ensuring the safety and stability of $CO_2$ storage. The second, and perhaps most important, is in the distribution of resources between CCS and other means of managing $CO_2$ emissions. In both areas, Environment Canada has a responsibility to ensure that environmental concerns are given—and are publicly seen to be given—serious consideration.

## 6. References


1. Nordhaus, W.D., Global warming economics, *Science*, 2001, **294**: 1283–1284.
2. Parson, E.A. and D.W. Keith, Fossil fuels without $CO_2$ emissions, *Science*, 1998, **282**: 1053–1054.
3. Keith, D.W., Industrial carbon management: An overview, in *Carbon Management: Implications for R&D in the Chemical Sciences and Technology*, A.T. Bell and T.J. Marks, Editors, 2001, Washington, DC: National Academy Press, pp. 127–146.
4. Ogden, J.M., Prospects for building a hydrogen energy infrastructure, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 227–279.
5. Analysis and Modelling Group, *An Assessment of the Economic and Environmental Implications for Canada of the Kyoto Protocol*, 2000, Ottawa, Ontario: Government of Canada, National Climate Change Process.
6. Government of Canada, *Government of Canada Action Plan 2000 on Climate Change*, 2000, Ottawa, Ontario.
7. Herzog, H., The economics of $CO_2$ separation and capture, *Technology*, 2000, **7**: 13–23.
8. Audus, H., Leading options for the capture of $CO_2$ at power stations, in *Greenhouse Gas Control Technologies: Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, D. Williams et al., Editors, 2001, Collingwood, Australia: CSIRO Publishing, pp. 91–96.
9. Metz, B., et al., Editors, *Climate Change 2001: Mitigation: Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*, 2001, Cambridge, UK: Cambridge University Press.
10. Taylor, M., E. Rubin, and D. Hounshell, The effect of government actions on technological innovation for $SO_2$ control, in *EPA-DOE-EPRI Combined Power Plant Air Pollutant Control Symposium*, Chicago, Illinois, 2001, Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, U.S. Department of Energy, and the Electric Power Research Institute.
11. Wichert, E. and T. Royan, Acid gas injection eliminates sulfur recovery expense, *Oil & Gas Journal*, 1997, **95**: 67–72.
12. McCann, T.J., *Toward a $CO_2$ Utilization Action Plan for Alberta*, 1998, Calgary, Alberta: T.J. McCann and Associates.
13. Ogden, J.M., Strategies for developing hydrogen energy systems with $CO_2$ sequestration, in *Proceedings of the National Hydrogen Association Meeting*, Vienna, Virginia, 1999, Washington, DC: National Hydrogen Association, pp. 239–276.
14. Block, K., et al., Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered $CO_2$ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery, *Energy*, 1996, **22**: 161–168.
15. Clarke, T., Taming Africa's killer lake, *Nature*, 2001, **409**: 554–555.
16. Rubin, E.S., A.B. Rao, and M.B. Berkenpas, A multi-pollutant framework for evaluating $CO_2$ control options for fossil fuel power plants, in *First National Conference on Carbon Sequestration*, 2001, Washington, DC: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
17. Azar, C. and H. Dowlatabadi, A review of technical change in assessment of climate policy, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 513–544.
18. Grubler, A., N. Nakicenovic, and D.G. Victor, Modeling technological change: Implications for the global environment, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 545–569.

19. International Energy Agency, *Experience Curves for Energy Technology Policy*, 2000, Paris, France: Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency.

The printing processes used in producing this document conform to environmental performance standards established by the Government of Canada under Canada's *National Guidelines on Lithographic Printing Services*. These standards aim to ensure the environmental integrity of printing processes through reductions in toxic emissions to the environment, reductions in loading of wastewater, reductions in the quantity of materials sent to landfills, and the implementation of resource conservation procedures.

The paper used in the interior of this document conforms to Canada's *National Printing and Writing Paper Guideline* and/or *Uncoated Mechanical Printing Paper Guideline*. These guidelines set environmental performance standards for fibre-use efficiency, chemical oxygen demand, energy use, global warming potential, acidification potential, and solid waste.

The printing processes and the paper used in the interior of this document are fully certified under Canada's sole ecolabelling program – the **Environmental Choice$^{M}$ Program** (ECP). The Program's official symbol of certification – the **EcoLogo$^{M}$** – features three stylized doves intertwined to form a maple leaf, representing consumers, industry and government working together to improve Canada's environment.

For more information about the **Environmental Choice$^{M}$ Program**, please visit the ECP website at **www.environmentalchoice.com** or telephone (613) 247-1900.

Environment Canada's Technology Outreach Section is proud to support environmental and quality performance standards, and the use of **Environmental Choice$^{M}$** certified papers and environmentally responsible products and printing processes, throughout its development and distribution of information products. To obtain a copy of the catalogue *Environment Canada: Selected Publications and Websites*, please contact us toll-free at 1 800 734-3232, or (819) 953-5750; by facsimile at (819) 994-5629; or by e-mail at **epspubs@ec.gc.ca**. For additional information on Environment Canada, visit the departmental website at **www.ec.gc.ca**.

SPE/2/IC/1-Déc. 2002
Direction du pétrole, gaz et de l'énergie
Direction générale de la prévention de la pollution atmosphérique
Service de la protection de l'environnement

SÉRIE DE LA PROTECTION ENVIRONNEMENTALE

# Élaboration d'une stratégie en vue du capitage et du stockage du $CO_2$ au Canada

**Décembre 2002**

Environnement Canada Environment Canada

Canada

Comment citer ce document :

Keith, D. W. (2002) *Élaboration d'une stratégie en vue du captage et du stockage du $CO_2$ au Canada*. Préparé par D. W. Keith, Carnegie Mellon University, Pittsburgh (Pennsylvanie), pour la Direction du pétrole, du gaz, et de l'énergie, Environnement Canada, Ottawa (Ontario).

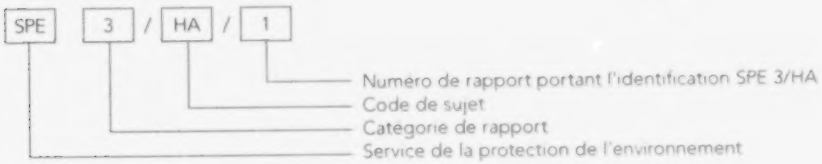
Pour obtenir des exemplaires du rapport, prière de s'adresser à :

Direction du pétrole, du gaz, et de l'énergie
Direction générale de la prévention de la pollution atmosphérique
Environnement Canada
351, boul. St-Joseph, 10e étage
Gatineau (Québec) Canada K1A 0H3
(819) 997-1223

N° du catalogage : En40-657/2002F
ISBN: 0-662-31755-6

**Rapports du service de la protection de l'environnement**

Exemple de numérotage :




Catégories
1 Règlements/Lignes directrices/Codes de procédure
2 Consultation publique : évaluations des problèmes; options de contrôle
3 Recherche et développement technologique
4 Revues de la documentation
5 Relevés
6 Évaluations des impacts sur l'environnement
7 Surveillance
8 Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9 Guides

Sujets

| | |
|---|---|
| AG | Agriculture |
| AP | Polluants atmosphériques |
| AT | Toxicité aquatique |
| CC | Produits chimiques commerciaux |
| CP | Pollution – consommateurs |
| FP | Traitement des aliments |
| HA | Déchets dangereux |
| IC | Chimie inorganique |
| MA | Pollution marine |
| MM | Exploitation minière et traitement des minéraux |
| NR | Régions du Nord |
| PF | Papier et fibres |
| PG | Production de l'électricité |
| PN | Pétrole et gaz naturel |
| SP | Déversements de pétrole et de produits chimiques |
| SRM | Méthode de référence normalisée |
| TS | Systèmes de transport |
| UP | Pollution urbaine |

Sujets et codes additionels sont introduits au besoin. Une liste de rapports du SPE peut être obtenue en s'adressant à la Section des publications, Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A 0H3, Canada.

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada (Environnement Canada) 2002

# ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE EN VUE DU CAPTAGE ET DU STOCKAGE DU $CO_2$ AU CANADA

Préparé pour :

Bill Reynen
Sous-Chef, Secteur amont de l'industrie pétrolière et gazifère
Direction du pétrole, du gaz et de l'énergie
Environnement Canada
Gatineau (Québec) K1A 0H3

Préparé par :

Dr David Keith
Department of Engineering and Public Policy
Carnegie Mellon University
129 Baker Hall
Pittsburgh, PA 15213-3890, É.-U.
Téléphone : (412) 268-2678
Courriel : keith@cmu.edu

Le présent rapport a été préparé par le consultant en Janvier 2002

**Remerciements**

Les personnes suivantes ont contribué à la rédaction du présent document : Bill Gunter, Rick Hyndman, Anthony Keith, Nick Macaluso, Tom McCann, Ted Parson et Bill Reynen.

**Avertissement**

Le présent rapport est distribué à des fins d'information seulement et ne représente pas nécessairement l'opinion du gouvernement du Canada; il n'a pas non plus pour but d'approuver un produit commercial ou une personne. Le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires, ses employés ou ses agents ne se portent pas garants du présent document et n'assument aucune responsabilité à cet égard.

## Résumé

La possibilité d'utiliser des technologies de captage et de stockage du $CO_2$ (CSC) pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions des centrales électriques est récemment devenue un élément saillant de la politique canadienne concernant le climat. Je préconise une démarche prudente. Bien qu'il y ait de bonnes raisons de croire que le CSC permettra éventuellement de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ produites par les centrales électriques et d'autres secteurs de l'économie, il serait contre-indiqué, à une exception près, d'appliquer à fond le principe du CSC pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto (de 2008 à 2012). Il serait peu sage pour le gouvernement de rendre obligatoire la mise en application de ces technologies parce que la rapidité d'exécution ferait augmenter les coûts et que d'importants problèmes liés aux risques, à la réglementation et à la perception publique du CSC ne sont pas encore résolus.

L'exception mentionnée ci-dessus a trait au secteur du pétrole et du gaz, où il est possible d'utiliser le CSC pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions compte tenu du délai spécifié dans le Protocole de Kyoto. Le coût du captage du $CO_2$ et de son injection dans des réservoirs géologiques dépend fortement de l'intensité et de la pureté du flux de $CO_2$. Dans les sources dues à la combustion, les concentrations de $CO_2$ varient entre 5 et 15 %; pour ces flux dilués, le coût du captage du $CO_2$ est supérieur à celui du stockage. Le coût du captage est plus faible dans le cas des sources autres que la combustion, et il peut être nul lorsqu'il s'agit de sources de $CO_2$ pratiquement pur à haute pression. Au Canada, les plus importantes sources de $CO_2$ autres que la combustion sont le traitement du gaz naturel et la production d'hydrogène ($H_2$) pour le raffinage du pétrole.

Le gaz naturel brut contient des quantités importantes de $CO_2$, dont la plus grande partie est éliminée dans des usines de traitement avant que le gaz soit distribué aux consommateurs. Le $CO_2$ présent dans le gaz naturel (CO2-GN) est maintenant injecté en partie dans des réservoirs géologiques de stockage à la suite du traitement du gaz corrosif. Ce procédé permet d'obtenir une bonne expérience pratique du stockage du $CO_2$ et est une des connaissances techniques que possède le Canada. Cette technologie pourrait être développée de façon à capter à peu de frais un important pourcentage du $CO_2$-GN. La quantité totale de $CO_2$ ainsi produite s'élève à environ 9 Mt/an. Si la production de gaz augmentait tel que prévu, la quantité de $CO_2$ produite serait d'au moins 13 Mt/an d'ici 2010, ce qui équivaut à 2,4 % des émissions canadiennes de $CO_2$.

La valorisation du bitume brut extrait des sables bitumineux afin de produire du pétrole synthétique nécessite de grandes quantités d'hydrogène. Presque tout cet hydrogène est produit à partir du gaz naturel au moyen d'un procédé pouvant fournir un flux de $CO_2$ presque pur contenant la plus grande partie du carbone présent dans le flux initial de gaz naturel. Malheureusement, comme les fabriques d'hydrogène les plus modernes utilisent un procédé ne produisant pas de $CO_2$ pur, le captage du $CO_2$ nécessiterait la modification des fabriques actuellement projetées ou la modification après coup des fabriques déjà construites. La construction de fabriques d'hydrogène pour satisfaire aux demandes de valorisation du bitume en Alberta pourrait créer prochainement la plus importante concentration au monde de ces fabriques. La quantité de CO2 pouvant provenir de la production d'hydrogène pourrait fort bien dépasser 10 Mt/an d'ici 2010.

Pour que le CSC joue un rôle important dans l'atténuation des émissions de $CO_2$, la capacité technologique est une condition nécessaire, mais insuffisante. Pour répondre à ses espérances, le CSC doit cesser d'être un assemblage de technologies individuelles et devenir un système technologique à grande échelle pour la gestion du carbone des combustibles fossiles. Un système de ce genre nécessiterait un ensemble de technologies reliées par un réseau d'institutions, de systèmes financiers et de règlements qui permettraient au public de le comprendre et de l'accepter.

Actuellement, l'incertitude liée à l'efficacité du stockage du $CO_2$, c'est-à-dire la durée de vie incertaine du $CO_2$ stocké, n'est étudiée par aucune des entités gouvernementales canadiennes, mais elle devrait l'être. Bien que la gestion des ressources géologiques relève des provinces, celle du $CO_2$ stocké pour éviter les émissions atmosphériques est de compétence fédérale parce qu'elle découle d'engagements internationaux visant à réduire les émissions. La position internationale concernant le stockage du $CO_2$ est vague. Même si le Protocole de Kyoto et les récentes conférences des Parties à Bonn et à Marrakech ont explicitement approuvé le stockage du $CO_2$, des questions cruciales se rapportant à l'incorporation du stockage de ce gaz aux règles comptables de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques restent à décider.

La difficulté que comporte la mise sur pied d'un système de réglementation du stockage du $CO_2$ n'est pas simplement due à l'incertitude technique liée à la prédiction de la durée de vie du $CO_2$ stocké, mais elle résulte aussi de l'incertitude des buts du stockage. La durée de vie médiane du $CO_2$ dans les installations de stockage devrait-elle être de 500 ou de 10 000 ans? Quel pourcentage d'échecs initiaux sommes-nous prêts à accepter? L'incertitude liée à la prédiction du devenir du $CO_2$ dans les réservoirs ne peut être éliminée. Le système de réglementation ne peut donc exiger que le risque soit nul. Le défi consiste à mettre sur pied un système de réglementation qui fonctionne en dépit de ces incertitudes.

Il ne faut pas attendre que la technologie permette une application à grande échelle pour commencer à établir une solide réglementation contextuelle en matière de stockage géologique. Les organismes de réglementation environnementale, l'industrie et les groupes écologiques doivent commencer à faire ensemble le point sur l'état de la réglementation et son orientation future, à relever les questions d'intérêt commun et à établir des compromis en cas de différend. Le gouvernement fédéral doit jouer un rôle de premier plan à cet égard.

Où qu'il soit introduit, le stockage du $CO_2$ susciterait certainement une controverse publique. Cette controverse naîtrait d'inquiétudes particulières au sujet de la sécurité du stockage et de préoccupations plus générales concernant la durabilité. Par contraste avec le secteur de l'électricité, l'introduction hâtive du CSC dans le secteur pétrolier et gazier ferait probablement porter le débat sur la sécurité et la durée du stockage du $CO_2$ plutôt que sur le choix entre l'énergie primaire fossile et non fossile. Bien que ces deux préoccupations soient justifiées, il y a plus de chances que le débat axé sur la première permette de résoudre les questions importantes ayant trait à l'acceptabilité des technologies de CSC.

Les mesures prises par le gouvernement pour encourager l'adoption de technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz pourraient permettre de réaliser, à faible coût, d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto tout en assurant la capacité institutionnelle et technologique nécessaire à l'utilisation généralisée du CSC à l'avenir. Plus précisément, je crois que les émissions de $CO_2$ pourraient être réduites,

comparativement au niveau actuel, d'environ 20 Mt/an à un coût moyen de 15 à 25 $/t de $CO_2$[1]. La croissance rapide du secteur pétrolier et gazier amoindrirait le coût de l'atténuation des émissions parce que le CSC pourrait se faire dans de nouvelles installations, où les coûts sont généralement moins élevés, plutôt que d'être ajouté aux systèmes existants, où les coûts sont plus considérables. Si les mesures à prendre étaient reportées, la possibilité de réduire les émissions à faible coût serait perdue en grande partie.

[1] À moins d'indication contraire, tous les montants d'argent mentionnés dans le présent rapport sont en dollars canadiens de 2000.

## Table des matières

**RÉSUMÉ** ..... **III**

**LISTE DES FIGURES** ..... **VII**

**ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS** ..... **VIII**

**1. INTRODUCTION** ..... **1**

1.1 PORTÉE ET BUT DU RAPPORT ..... 3

**2. CAPTAGE ET STOCKAGE DU $CO_2$ AU CANADA : POSSIBILITÉ, TECHNOLOGIE ET COÛT** ..... **4**

2.1 PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ..... 5
2.1.1 Rythme de mise en application ..... 6
2.1.2 Coût de l'atténuation des émissions de $CO_2$ ..... 7
2.2 PÉTROLE ET GAZ ..... 9
2.2.1 $CO_2$ présent dans le gaz naturel ..... 10
2.2.2 $CO_2$ lié à la production d'hydrogène ..... 12

**3. RISQUES ET RÉGLEMENTATION** ..... **14**

3.1 RISQUES ..... 15
3.1.1 Risques locaux ..... 15
3.1.2 Incertitude liée à l'efficacité du stockage du $CO_2$ ..... 16
3.2 RÉGLEMENTATION ..... 16

**4. RÉALISATION DU CAPTAGE ET DU STOCKAGE DU $CO_2$ AU CANADA** ..... **18**

4.1 STRATÉGIE POUR LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER ..... 18
4.1.1 Moyens d'action et instruments économiques ..... 19
4.1.2 Nécessité de meilleures analyses des coûts ..... 20
4.2 STRATÉGIE POUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ..... 21
4.3 PROBLÈMES QUI SE RECOUPENT ..... 22
4.3.1 Contrôle de plusieurs polluants ..... 22
4.3.2 Changement technologique induit ..... 24
4.3.3 Rôle du gouvernement fédéral dans la réglementation et la gestion du stockage du $CO_2$ ..... 25

**5. RÉSUMÉ : RÔLES À JOUER PAR ENVIRONNEMENT CANADA** ..... **26**

**6. BIBLIOGRAPHIE** ..... **27**

## Liste des figures

**Figure 1.** Le captage et le stockage du $CO_2$ considérés comme un processus général d'utilisation des combustibles fossiles permettant de réduire au minimum les émissions atmosphériques de $CO_2$. ..... 2
**Figure 2.** Coût de l'électricité en fonction des émissions de $CO_2$ par unité de travail. ..... 9
**Figure 3.** Schéma illustrant le système de traitement du gaz naturel.. ..... 10
**Figure 4.** Graphique de la distribution théorique de la durée du confinement dans un ensemble hypothétique de réservoirs de stockage..... 18

## Acronymes, abréviations et unités

| | |
|---|---|
| AMP | Absorption modulée en pression |
| CCGN | cycle combiné au gaz naturel |
| CCNUCC | Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques |
| CO | monoxyde de carbone |
| $CO_2$ | dioxyde de carbone |
| $CO_2$-GN | $CO_2$ présent dans le gaz naturel |
| $CO_2$-$H_2$ | $CO_2$ lié à la production d'hydrogène |
| CP | charbon pulvérisé |
| CSC | captage et stockage du $CO_2$ |
| DGC/RSC | désulfuration des gaz de cheminée et réduction sélective catalytique |
| EUB | Alberta Energy and Utilities Board |
| GES | gaz à effet de serre |
| GIEC | Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat |
| GN-CSC | centrale au gaz naturel avec CSC |
| Gt | gigatonne |
| $H_2$ | hydrogène |
| $H_2S$ | sulfure d'hydrogène |
| IGA | injection de gaz acide |
| IGCC | gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné |
| kg-$CO_2$ | kilogramme de $CO_2$ |
| km | kilomètre |
| kPa | kilopascal |
| kt-$CO_2$ | kilotonne de $CO_2$ |
| kW | kilowatt |
| kWh | kilowattheure |
| Mt | mégatonne |
| Mt-$CO_2$ | mégatonne de $CO_2$ |
| MWh | Mégawattheure |
| $NO_x$ | oxydes d'azote |
| OENG | organisation environnementale non gouvernementale |
| $P_{2,5}$ | Particules de diamètre égal ou inférieur à 2,5 microns |
| $pi^3$ (std) | pied cube standard |
| PIB | produit intérieur brut |
| ppmv | partie par million en volume |
| R-D | Recherche-développement |
| RAP | récupération assistée du pétrole |
| RMV | Reformage du méthane à la vapeur |

| | |
|---|---|
| $SO_2$ | dioxyde de soufre |
| $SO_x$ | oxydes de soufre |
| TAM | Table de l'analyse et de la modélisation |

# 1. Introduction

Le Canada s'apprête à prendre des mesures coûteuses en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), surtout de $CO_2$. Il a pris des engagements internationaux visant à réduire les émissions en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et du Protocole de Kyoto, et dernièrement, le gouvernement fédéral a commencé à affecter d'importantes ressources à l'atténuation des émissions dans le cadre de programmes comme le Plan d'action 2000. Toutefois, la politique sur le climat n'en est qu'à son tout début, et des questions essentielles au sujet de l'importance, du calendrier et du caractère des mesures gouvernementales ne sont pas encore résolues. L'engagement financier actuel est beaucoup moins considérable que celui nécessaire à l'atteinte du but de l'accord de Kyoto, qui visait à réduire les émissions en moyenne à 94 % de leurs niveaux de 1990 pendant la période de 2008 à 2012. La mesure dans laquelle le public et le gouvernement appuient une initiative soutenue et coûteuse est au mieux incertaine. En outre, on s'entend peu au sujet des mesures à prendre pour réduire les émissions ou sur la répartition convenable du fardeau financier entre les divers secteurs de l'économie. L'incertitude est d'autant plus grande que les politiques internationales sur le climat sont ambiguës. Pour parler net, compte tenu des règles détaillées adoptées au sujet de l'échange des droits d'émissions de carbone et si l'on présume que les États-Unis continueront de s'abstenir, il est encore possible que les dispositions officielles du Protocole de Kyoto puissent être respectées à un coût très modeste et procurent peu d'avantages pour l'environnement [1].

On a cru pendant longtemps que des réductions dans les émissions de $CO_2$ seraient réalisées en utilisant l'énergie de façon plus efficace et en ayant recours à des sources non fossiles d'énergie primaire, comme l'énergie renouvelable ou nucléaire. Au cours de la dernière décennie, une nouvelle option a vu le jour : utiliser les combustibles fossiles en produisant le moins possible d'émissions atmosphériques de $CO_2$, c'est-à-dire en captant le carbone présent dans ces combustibles tout en créant des produits énergétiques sans carbone, comme l'électricité et l'hydrogène, et en stockant le $CO_2$ ainsi formé pour qu'il ne pénètre pas dans l'atmosphère (figure 1). Bien que bon nombre des composants technologiques nécessaires pour le captage et le stockage du $CO_2$ (CSC) existent actuellement sur une grande échelle, l'idée que le CSC pourrait jouer un rôle de premier plan dans notre avenir énergétique est en contradiction flagrante avec ce que l'on pensait récemment des réponses du système énergétique au problème climatique.

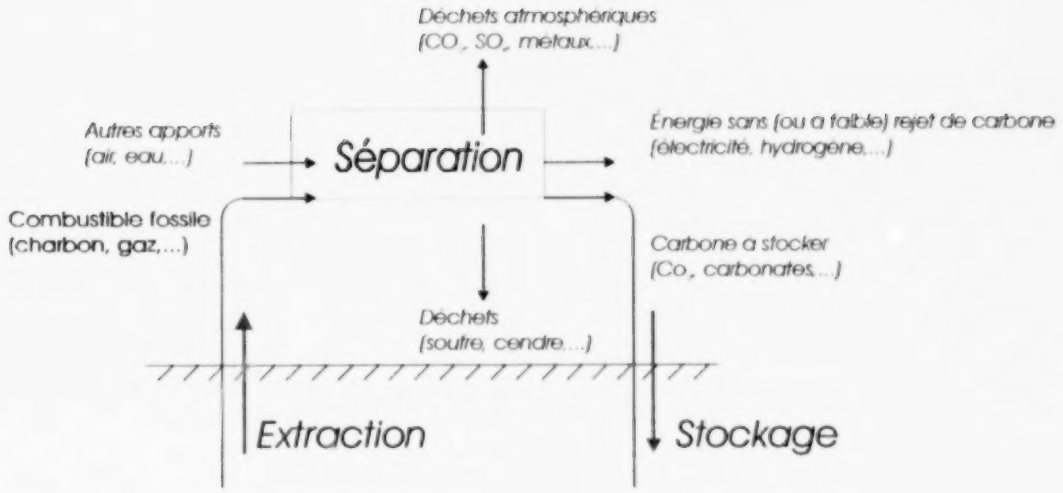



**Figure 1.** Le captage et le stockage du $CO_2$ considérés comme un processus général d'utilisation des combustibles fossiles permettant de réduire au minimum les émissions atmosphériques de $CO_2$.

Le CSC est le mieux décrit comme seulement l'un des éléments d'un vaste ensemble de technologies d'atténuation des GES, mais il peut néanmoins transformer les politiques concernant le problème que pose le $CO_2$ pour le climat. En diminuant le coût de l'atténuation des émissions, le CSC peut permettre de stabiliser les concentrations atmosphériques à un coût acceptable. En affaiblissant le lien entre l'énergie fossile et les émissions atmosphériques de $CO_2$, le CSC permet d'envisager pour le siècle prochain une économie mondiale axée sur les combustibles fossiles. En réduisant la gravité de la menace que la réduction des émissions pose pour les industries de l'énergie fossile et les pays où elle est abondante, le CSC peut atténuer les impasses où se trouvent actuellement les politiques nationale et internationale concernant le climat.

Toutefois, il n'existe pas de solutions magiques permettant de régler le problème que pose le $CO_2$ pour le climat. Toutes les sources actuelles d'énergie qui pourraient servir à réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ sont tellement dispendieuses que leur utilisation est peu pratique (l'énergie solaire) ou comportent d'importants problèmes d'environnement (l'énergie éolienne, l'énergie de la biomasse, le CSC et l'énergie nucléaire). En outre, les systèmes énergétiques mondiaux sont très hétérogènes, ce qui rend non plausible l'utilisation d'une seule technologie qui serait efficace partout. Enfin, l'histoire de la politique énergétique abonde en technologies dont ceux qui les préconisent disaient qu'elles étaient trop bon marché pour permettre d'en calculer le prix, mais qui ne sont plus utiles. Par conséquent, même si je suis optimiste au sujet du rôle potentiel du CSC dans l'atténuation des émissions de $CO_2$, je crois qu'il faut faire preuve de scepticisme. Étant donné que le CSC n'était même pas à l'ordre du jour de la politique énergétique il y a dix ans, il faut être prudent lorsqu'on fait des prédictions pour le siècle prochain.

## 1.1 Portée et but du rapport

Le présent rapport étudie la possibilité de réaliser le CSC au Canada au cours des 10 à 15 prochaines années. Au lieu de faire un examen complet du coût de l'atténuation des émissions de $CO_2$ ou de fournir des chiffres précis à ce sujet, j'accorde la priorité aux questions stratégiques suivantes :

- Quels secteurs industriels offrent les meilleures possibilités de réaliser le CSC, et quels moyens d'action pourraient le mieux promouvoir sa réalisation?
- Quels sont les atouts stratégiques et les responsabilités du Canada en matière de réalisation du CSC?
- Comment le CSC conjugue-t-il le contrôle du $CO_2$ et celui des polluants classiques?
- Quels sont les risques du CSC, et comment peut-on les gérer et les réglementer?
- Quels sont les rôles précis d'Environnement Canada?

La possibilité d'utiliser des technologies de captage et de stockage du $CO_2$ (CSC) pour réaliser d'importantes réductions (50 %) dans les émissions des centrales électriques est récemment devenue un élément saillant de la politique canadienne concernant le climat. Je préconise une démarche prudente. Bien qu'il y ait de bonnes raisons de croire que le CSC permettra éventuellement de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ produites par les centrales électriques et d'autres secteurs de l'économie, il serait contre-indiqué, à une exception près, d'appliquer à fond le principe du CSC pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto (de 2008 à 2012). Il serait peu sage pour le gouvernement de rendre obligatoire la mise en application de ces technologies parce que la rapidité d'exécution ferait augmenter les coûts, ce qui rendrait peu rentable l'atténuation des émissions de $CO_2$, et que d'importants problèmes liés aux risques, à la réglementation et à la perception publique du CSC ne sont pas encore résolus. Une intervention gouvernementale trop rapide en vue de forcer l'adoption du CSC pourrait bien produire une réaction publique défavorable et contrecarrer les efforts déployés pour mettre en oeuvre des mesures rentables d'atténuation des émissions de $CO_2$.

L'exception mentionnée ci-dessus a trait à l'application du CSC pour réduire les émissions de $CO_2$ provenant de sources autres que la combustion dans le secteur pétrolier et gazier d'amont. Un certain nombre de facteurs technologiques et institutionnels portent à croire que le CSC pourrait être largement appliqué dans ce secteur à un coût modéré pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto.

Pour ce qui est du reste du rapport, la section 2 examine les possibilités de réalisation du CSC au Canada, principalement dans deux secteurs : l'énergie électrique, et le pétrole et le gaz. On y discute des techniques utilisées pour atténuer les émissions de $CO_2$ et des coûts y afférents, mais les questions de politique et de réalisation sont reportées à la section 4. La section 3 étudie les risques que comporte le CSC ainsi que le défi consistant à bien gérer ces risques par voie de règlement. La section 4 porte sur les problèmes stratégiques de la réalisation, compare les possibilités qu'offrent la production d'énergie électrique et le secteur du pétrole et du gaz, et elle analyse certains moyens d'action pouvant servir à encourager la réalisation. Enfin, la section 5 examine les rôles précis à jouer par Environnement Canada dans la gestion du CSC.

## 2. Captage et stockage du $CO_2$ au Canada : possibilité, technologie et coût

La plupart des analyses du CSC ont porté sur son application à la production centralisée d'électricité, où la technologie pourrait permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ en réorganisant le moins possible l'infrastructure de la distribution d'électricité. Bien que le secteur de l'électricité soit un important domaine d'application du CSC, la technologie pourrait éventuellement être appliquée plus généralement pour atténuer les émissions de $CO_2$ dans tous les secteurs de l'économie (voir la figure 1).

Par exemple, la technologie peut servir à produire de l'hydrogène à partir des combustibles fossiles sans émissions de $CO_2$. L'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique pourrait permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ s'il remplaçait le gaz naturel dans les édifices ou l'essence dans les transports. L'hydrogène peut être produit à partir d'un grand nombre de sources d'énergie primaire. Toutefois, s'il est largement utilisé, les combustibles fossiles avec CSC seront probablement la principale source parce que l'avantage intrinsèque du CSC au niveau des coûts par rapport à d'autres techniques produisant peu d'émissions de $CO_2$ favorise fortement la production d'hydrogène[2]. À long terme, si le CSC rime à quelque chose, c'est pour la production d'hydrogène. Toutefois, la réalisation d'importantes réductions dans les émissions nécessitera la création d'une infrastructure à grande échelle pour la distribution et l'utilisation de l'hydrogène [4], ce qui est une entreprise très difficile et incertaine. En raison de ces obstacles structuraux, il est probable que l'hydrogène ne jouera pas un rôle important comme vecteur énergétique avant plusieurs décennies.

Bien que la grande majorité des émissions de $CO_2$ proviennent de la combustion, il existe d'autres sources importantes pour lesquelles le coût du captage et du stockage du $CO_2$ est comparativement faible. Ces applications spécialisées du CSC offrent des possibilités de réduction à court terme des émissions de $CO_2$ tout en fournissant une expérience institutionnelle et technologique incalculable en matière de captage et de stockage. Au Canada, les plus importantes sources concentrées autres que la combustion sont la production et le traitement du pétrole et du gaz.

Les diverses applications potentielles du CSC peuvent être ordonnées en fonction de leur coût prévu d'atténuation[3] ou de la difficulté à surmonter les obstacles structuraux qui empêchent leur réalisation. D'une façon ou d'une autre, les sources autres que la combustion se classent au premier rang; vient ensuite la production d'énergie électrique, puis l'utilisation à grande échelle de l'hydrogène. Le CSC est le moyen le plus coûteux et difficile à utiliser pour atténuer les émissions. Le présent rapport évalue la stratégie concernant la réalisation du CSC au Canada au cours des 10 à 15 prochaines années; par conséquent, il passe en grande partie sous silence

---

[2] Tout comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur énergétique qui doit en définitive être créé à partir d'une source d'énergie primaire. L'avantage au niveau des coûts que présentent les combustibles fossiles avec CSC comparativement à l'énergie solaire, éolienne ou nucléaire est beaucoup plus considérable pour la production d'hydrogène qu'il ne l'est pour l'électricité en raison de la facilité de la conversion thermochimique (du combustible à l'hydrogène) relativement à la conversion électrochimique (de l'électricité à l'hydrogène), et aussi parce que les énergies solaire et éolienne produisent de l'électricité, qui doit ensuite être convertie en hydrogène [2,3].

[3] On entend ici par « coût d'atténuation » d'une technologie le coût de la réduction des émissions de $CO_2$ au moyen de cette technologie en présumant que le prix des facteurs est constant, ce qui équivaut au prix du carbone auquel la technologie fournirait les mêmes services au même coût qu'une technologie de base.

l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique et porte plutôt sur le secteur de l'énergie électrique et celui du pétrole et du gaz, de l'extraction de la ressource au raffinage.

## 2.1 Production d'énergie électrique

Les centrales électriques produisent environ 100 Mt de $CO_2$/an, soit approximativement 19 % des émissions canadiennes de $CO_2$. Plusieurs études gouvernementales récentes portent à croire que le CSC pourrait permettre de réaliser d'importes réductions (~40 %) dans les émissions du secteur de l'électricité, ce qui contribuerait considérablement au respect des engagements que le Canada a pris en vertu du Protocole de Kyoto [5 et 6].

Plusieurs raisons militent en faveur de l'idée selon laquelle le CSC pourrait faire l'objet d'une application relativement hâtive dans le domaine de la production d'énergie électrique. Premièrement, il existe au moins quatre raisons générales pour lesquelles une partie disproportionnée du fardeau de la réduction des émissions de $CO_2$ au cours des prochaines décennies incombera au secteur de l'électricité :

1. Les centrales électriques comptent parmi les plus importantes sources ponctuelles de $CO_2$.

2. D'importantes réductions dans les émissions peuvent être réalisées sans qu'il soit nécessaire d'apporter des changements à l'échelle du réseau dans le matériel de distribution et d'utilisation finale, comme il faudrait le faire pour obtenir des réductions semblables dans d'autres secteurs.

3. La plus grande partie du charbon sert à produire de l'énergie électrique, et le charbon est le combustible fossile dont le ratio carbone/énergie est le plus élevé. En outre, la combustion du charbon est une importante source de polluants atmosphériques classiques.

4. En raison de la centralisation du capital et de la gestion dans la production de l'énergie électrique, l'application réglementaire est plus simple que dans d'autres secteurs d'utilisation finale.

Deuxièmement, il existe des motifs de croire que si d'importantes réductions dans les émissions sont exigées dans le secteur de l'électricité, des facteurs structuraux peuvent rendre le CSC susceptible de jouer un plus grand rôle que l'indique son coût seulement. Si une taxe sur les hydrocarbures (ou un mécanisme de réglementation équivalent du point de vue économique) donne lieu à une concurrence libre entre les techniques de production d'électricité et en présumant que le stockage du carbone satisfait aux exigences environnementales des permis, le CSC peut être adopté de préférence aux sources d'énergie non fossiles, même si les coûts de l'électricité sont semblables. À l'encontre de l'énergie éolienne, par exemple, les installations de CSC rivaliseraient avec le réseau actuel de distribution en ce qui concerne le dimensionnement et la facilité de répartition[4]. En outre, pour la construction des installations de CSC, on fera

[4] On entend par « répartition » l'ajustement de la production de la centrale énergétique pour répondre à la variation de la demande. Lorsque l'emplacement est favorable, le vent peut produire de l'électricité à faible coût comparativement à d'autres techniques à faibles émissions, mais on sous-estime le coût de l'électricité produite à grande échelle à partir de l'énergie éolienne en raison du stockage additionnel, du dispositif de secours ou de la transmission qui seraient nécessaires pour que le vent fournisse un pourcentage important de la demande du réseau.

probablement appel aux fournisseurs existants, et les entreprises déjà établies qui exploitent l'énergie fossile d'amont pourraient s'occuper du combustible et du stockage du $CO_2$. L'énergie nucléaire pourrait, en principe, jouer un rôle de premier plan dans la réduction des émissions de $CO_2$, mais comme des changements de fond en comble n'ont pas été apportés dans ce secteur, sa réglementation et sa perception publique, il semble probable que les services publics trouveront le CSC moins risqué et moins coûteux que l'énergie nucléaire.

Le rapport de la Table de l'analyse et de la modélisation (TAM), qui est le chaperon de l'analyse économique réalisée par le Processus national sur le changement climatique, a peut-être été le document qui a le plus aidé à créer des attentes à l'effet que le CSC pourrait être largement utilisé dans le secteur de l'électricité afin que le Canada respecte l'engagement qu'il a pris en vertu du Protocole de Kyoto. Plus précisément, d'après l'hypothèse de base du rapport de la TAM[5], le captage de 42 Mt de $CO_2$/an pourrait se faire à raison de 38 $/t de $CO_2$. Le chiffre pour le captage a été calculé en présumant que le CSC pourrait être appliqué dans le cas de la plupart des centrales au charbon situées dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Bien que les estimations des coûts proviennent de la Table de l'électricité, il semble probable que l'inclusion du CSC dans le rapport de la TAM a joué un rôle important dans la mise en évidence des techniques de captage du $CO_2$ auprès des gouvernements fédéral et provinciaux.

En dépit de l'importance à long terme du CSC pour la réduction des émissions produites par les centrales électriques au Canada, une politique forçant l'application rapide du CSC, comme les scénarios analysés dans le rapport de la TAM, serait à la fois irréaliste et déraisonnable. La sagesse d'une politique de ce genre est discutée à la section 4.1.2; pour l'instant, j'évalue les facteurs qui contrôlent le rythme auquel les techniques de CSC pourraient être appliquées et je me penche sur les coûts qu'entraînera la réduction des émissions de $CO_2$.

### *2.1.1 Rythme de mise en application*

Afin de capter en moyenne 42 Mt de $CO_2$/an au cours de la période de 2008 à 2012, il faudrait que toutes les installations soient en service d'ici 2008, dans six ans, ou augmenter la quantité de $CO_2$ captée plus tard pendant la période d'engagement. Un laps de temps de six ans entre la mise en train du projet et la première fois qu'il est mis en marche est une période raisonnable pour la construction de centrales modernes au charbon pulvérisé (CP); au Canada, cette période peut être aussi courte que cinq ans[6]. Il faudrait beaucoup plus de temps pour construire une installation de captage du $CO_2$, notamment si elle utilise la nouvelle technologie. Pour respecter l'objectif de réduction de la TAM, il faudrait donc commencer immédiatement la planification de toutes les installations nécessaires, un scénario très peu plausible.

---

[5] La TAM a défini divers scénarios (« voies »). Les voies 1 et 3 présumaient que chaque secteur économique contribuait également à la réduction des émissions; ces hypothèses ont donné des coûts d'ensemble plus élevés, et il en est résulté une faible utilisation du CSC parce que l'atténuation des émissions du secteur de l'électricité était modeste. Les voies 2 et 4 permettaient l'échange entre les secteurs afin de réduire le coût global de l'atteinte du but visé par le Protocole de Kyoto, ce qui a donné lieu à d'importantes réductions dans les émissions du secteur de l'électricité, soit à une réduction (la moyenne des deux voies) de 42 Mt de $CO_2$/an obtenue au moyen du CSC [5, p. 81].

[6] Pour une centrale générique au CP, cette période serait d'environ cinq ans : approximativement, un an et demi pour la planification de la conception et l'obtention d'un permis, et trois ans et demi pour la construction (communication personnelle, Malcolm McDonald, directeur de la Recherche et de la Technologie, TransAlta, novembre 2001).

Il est légèrement plus plausible que des modifications après coup pourraient être apportées dans le délai indiqué; toutefois, comme les modifications faisant appel à la technique actuelle aux amines[7] diminuent la production des usines d'environ 25 %, cette façon de procéder nécessitera néanmoins une importante construction possédant une nouvelle capacité pour compenser la diminution de production. Le but visé par la TAM est donc peu réaliste parce qu'il serait très difficile d'atteindre le rythme voulu de mise en application.

En fait, s'il était nécessaire de remplacer d'ici 2008 toutes les centrales au charbon de l'Alberta et de la Saskatchewan par des systèmes ne produisant pas d'émissions de $CO_2$, il serait plus facile et beaucoup moins risqué de les convertir au gaz naturel. Dans le cas des nouvelles installations, les centrales au gaz naturel avec CSC (GN-CSC) sont directement concurrentielles avec celles au charbon avec CSC (figure 2). Les coûts globaux de l'électricité produite par les deux types de centrale sont à peu près égaux en tenant compte des incertitudes, qui sont principalement les prix futurs du gaz et le coût du stockage du $CO_2$[8] [7, 8 et 9, p. 256]. Bien que les coûts généraux de l'électricité soient à peu près égaux, le coût en capital des centrales GN-CSC est environ les deux tiers de celui des centrales au charbon avec CSC, les incertitudes techniques sont moindres, et l'obtention d'un permis ainsi que la construction sont beaucoup plus rapides.

### *2.1.2 Coût de l'atténuation des émissions de $CO_2$*

Les chiffres publiés au sujet du coût de la réduction des émissions de $CO_2$ par la production d'électricité avec CSC varient de près d'un ordre de grandeur, mais cette variation exagère considérablement l'incertitude technique. Une partie de cette variation est due aux incertitudes inévitables liées à l'évaluation du coût et de l'efficacité des technologies non éprouvées, mais elle résulte aussi de l'incohérence des hypothèses d'analyse qui exagèrent l'incertitude technologique. Voici trois exemples d'incohérence :

1. *Choix du cas de référence*. Les analystes expriment souvent le coût de la réduction des émissions de $CO_2$ en $/t de C, mais ces chiffres dépendent nécessairement non seulement du coût et de l'efficacité de la technologie de CSC, mais aussi de la mention d'un cas de référence dont on connaît le coût de l'énergie et les émissions de $CO_2$ par unité d'électricité. Les estimations du coût de la production d'électricité avec CSC, qui dépendent de facteurs particuliers à la centrale (comme l'efficacité thermique), sont donc plus robustes que les estimations du coût de la réduction des émissions, qui dépendent du marché de l'énergie électrique où la centrale est en service[9]. Par exemple, les questions relatives à plusieurs polluants discutées à la section 4.3.1 se posent parce que la performance de la centrale de référence dépend du contrôle présumé des polluants atmosphériques classiques.

---

[7] Si les modifications devaient être terminées pour 2008, il n'y aurait probablement pas suffisamment de temps pour perfectionner la technique de captage.

[8] Le coût de la réduction des émissions de $CO_2$ pour le système GN-CSC, tel qu'il est ordinairement calculé, est à peu près le double de celui pour le système au charbon avec CSC parce que la centrale à cycle combiné au gaz naturel (CCGN) produit environ 50 % moins d'émissions que la centrale au CP, mais ce qui compte pour les planificateurs (ou les investisseurs) des centrales électriques est le coût global de la production à condition que le prix du carbone soit à peu près le même pour les deux systèmes.

[9] Des estimations robustes du coût de l'atténuation nécessitent une analyse comparative des diverses techniques de production et des combustibles (p. ex., le gaz par opposition au charbon), à la fois pour les brèves périodes pendant lesquelles les centrales doivent répartir l'électricité pour répondre à la demande et pour les longues périodes pendant lesquelles la puissance installée change en raison des restrictions sur les émissions.

2. *Hypothèses économiques*. Il est bien évident que les études peuvent faire appel à des hypothèses économiques incohérentes pour des paramètres clés comme les taux d'escompte, le coût des combustibles, les facteurs de capacité et les coûts du stockage du $CO_2$.

3. *Calendrier*. Les études techniques ont avancé des hypothèses très différentes au sujet de l'existence de nouvelles technologies; certaines ont calculé le coût d'une installation qui pourrait être commandée aujourd'hui avec des garanties de performance, et d'autres, le coût des configurations d'une nouvelle installation ou des installations nécessitant des éléments qui n'existent pas commercialement.

Même si toutes ces incohérences étaient éliminées, la variation des résultats des études techniques serait plus grande que l'incertitude liée aux coûts et à la performance d'une installation qui serait construite, parce que cette installation serait conçue de façon à minimiser le coût (ainsi que d'autres facteurs comme le risque). La raison en est que les études techniques évaluent généralement la performance d'un plan en particulier et qu'une partie de leur variation témoigne des connaissances nouvelles concernant les meilleures configurations de l'installation plutôt que de l'incertitude technique liée à la performance d'une installation optimale.

Enfin, une intervention gouvernementale forçant l'adoption de mesures de protection de l'environnement encouragera probablement l'innovation, ce qui réduira le coût de ces mesures. Les conséquences sur le plan de l'action de ce changement technologique induit sont discutées à la section 4.3.2. Les mesures de réglementation du soufre prises dans le cas des centrales électriques fournissent un important exemple de changement induit. Entre la fin des années 70 et 1995, le coût en capital de la réglementation des $SO_x$ est passé de 250 à 125 $US par kW, tandis que l'efficacité moyenne de l'élimination de ces polluants a augmenté de 75 % environ à 95 %, et il existe de fortes preuves à l'effet que le principal facteur de la diminution des coûts a été l'imposition par le gouvernement de mesures de réglementation des émissions de soufre [10]. Il est impossible de prédire avec justesse l'effet que la réglementation des émissions de $CO_2$ produira sur le coût des technologies de CSC, mais il ne fait aucun doute que les coûts futurs dépendront non seulement de la R-D, mais aussi, ce qui est peut-être plus important, de l'expérience de la technologie dans l'exploitation commerciale

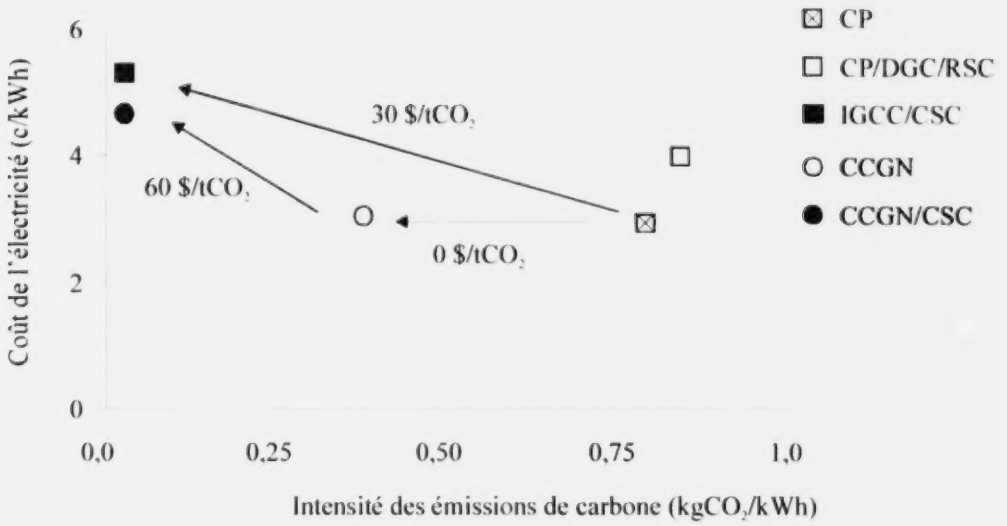



**Figure 2.** Coût de l'électricité en fonction des émissions de $CO_2$ par unité de travail. Les coûts (en dollars US) sont représentatifs des estimations actuelles, mais ils dépendent fortement, bien entendu, des hypothèses avancées au sujet du prix du combustible ainsi que du coût et de l'efficacité des technologies de CSC. Compte tenu de ces hypothèses, le coût d'atténuation si l'on utilise du gaz comme combustible au lieu du charbon est égal à zéro pour les nouvelles installations, tandis que dans le cas du CSC, il est d'environ 30 $US/t de $CO_2$ pour le charbon, et de 60 $US/t de $CO_2$ pour le gaz. À noter que ces chiffres sont valables même si les centrales GN-CSC fournissent de l'électricité à meilleur marché que les centrales au charbon avec CSC. Les coûts et l'intensité des émissions des centrales au charbon avec (CP/DGC et RSC) et sans (CP) dispositifs modernes de réduction des émission sont différents, ce qui montre que le coût de l'atténuation avec le CSC dépend de la sévérité des mesures de réglementation des polluants classiques. Note : On entend par DGC et RSC la désulfuration des gaz de cheminée et la réduction sélective catalytique, et par IGCC, la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné.

Le calendrier est essentiel à l'évaluation du coût du CSC. Il se peut fort bien que ce procédé permette de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ dues à la production d'électricité à un coût inférieur à 30 $/t de $CO_2$ si ces réductions ne doivent pas être entièrement effectuées avant 2015 et si un programme soutenu visant à encourager la R-D et les projets de démonstration commencent prochainement. Par contre, si d'importantes réductions doivent être faites d'ici 2008, il est peu probable que les coûts de l'atténuation soient aussi faibles que 38 $/t de $CO_2$ (tel que présumé dans l'analyse de la TAM).

## 2.2 Pétrole et gaz

Ce qu'il en coûte pour capter le $CO_2$ et le comprimer à la pression nécessaire pour le stocker dans un réservoir géologique (généralement plus de 10 000 kPa, ou 100 atmosphères) dépend principalement de l'importance et de la pureté du flux de $CO_2$. Dans les sources de combustion, la concentration de $CO_2$ varie entre 5 et 15 %; dans le cas de ces flux dilués, le coût du captage du $CO_2$ est plus élevé que le coût du stockage et représente peut-être les trois quarts du coût total du CSC [2 et 7], le coût du captage est plus faible pour les sources autres que la combustion, et il peut être nul s'il s'agit de sources à pression élevée de $CO_2$ presque pur. Au Canada, les deux plus importantes sources de $CO_2$ autres que la combustion sont le traitement du gaz naturel et la

production d'hydrogène; ces sources offrent les plus fortes possibilités d'application des technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz.

### *2.2.1 $CO_2$ présent dans le gaz naturel*

Le gaz naturel brut peut contenir beaucoup d'impuretés, dont le $CO_2$, le $H_2S$ et l'azote sont les plus importantes. On peut dire que tout le $CO_2$ qui sort des puits en même temps que le gaz naturel est un seul flux de $CO_2$ à gérer provenant d'une source autre que la combustion (figure 3). Je donne à ce flux le nom de $CO_2$ présent dans le gaz naturel ($CO_2$-GN). La plus grande partie du $CO_2$ et presque tout le $H_2S$ sont éliminés dans des usines de traitement du gaz naturel avant sa livraison au consommateur final[10]. Actuellement, presque tout le $CO_2$-GN est éventuellement rejeté dans l'atmosphère, que ce soit dans des usines de traitement du gaz ou au point de combustion finale. Bien que les émissions de $CO_2$-GN ne représentent qu'un faible pourcentage des émissions de $CO_2$ résultant de la combustion du gaz naturel, elles offrent toutefois une importante possibilité d'atténuer les émissions canadiennes de ce polluant et d'acquérir de l'expérience en matière de CSC.

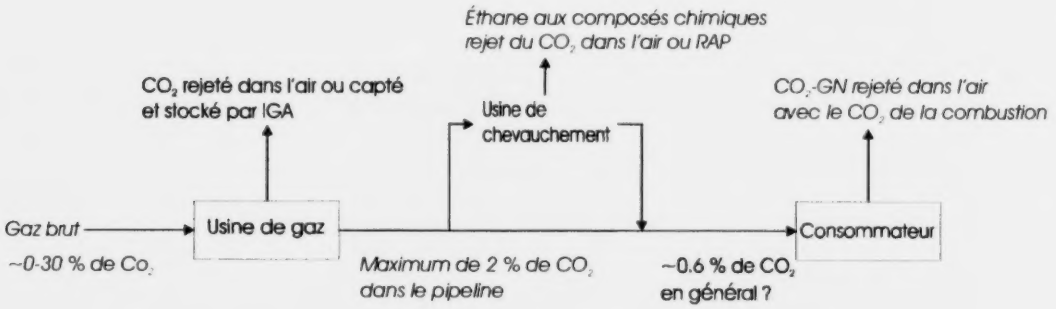



**Figure 3.** Schéma illustrant le système de traitement du gaz naturel. Note : On entend par IGA l'injection de gaz acide, et par RAP, la récupération assistée du pétrole.

La concentration moyenne de $CO_2$ dans le gaz naturel produit au Canada est actuellement d'environ 2,5 %, ce qui veut dire que la production totale de $CO_2$-GN est de quelque 9 Mt/an, soit 1,5 % des émissions canadiennes de $CO_2$[11]. On prévoit que la production de gaz naturel augmentera d'environ 50 % pendant la prochaine décennie, soit presque la moitié de son taux de croissance pendant les années 90, et que la production de $CO_2$-GN atteindra probablement à peu près 13 Mt/an d'ici 2010, ce qui représenterait 2,4 % des émissions canadiennes de $CO_2$; si ces émissions pouvaient être éliminées, elles représenteraient environ 12 % des réductions dans les émissions de $CO_2$ nécessaires pour que le Canada respecte l'objectif fixé par le Protocole de Kyoto[12]. En outre, la teneur moyenne en $CO_2$ du gaz produit pourrait bien augmenter à mesure que les producteurs exploitent des gisements plus profonds dans le nord-ouest du bassin de l'Alberta et ailleurs dans le nord des Rocheuses. Cette augmentation de la teneur en $CO_2$ pourrait

[10] Le gaz vendu pour distribution aux consommateurs, le « gaz commercialisable », peut contenir jusqu'à 2 % de $CO_2$ et au plus 16 ppmv de $H_2S$ (4 ppmv aux États-Unis).

[11] Je présume que la production de gaz naturel en 2000 était de 180 milliards de $m^3$ (6,4 billions de pieds cubes) et que la teneur moyenne en $CO_2$ était de 2,5 % (voir la discussion dans la section suivante).

[12] Ces estimations sont fondées sur les chiffres tirés de l'inventaire des émissions pour 1997 et l'hypothèse que les émissions et les réductions d'émissions futures (« l'écart ») correspondent aux contributions relatives actuelles des divers GES.

être due à l'épuisement des réserves les moins contaminées (de gaz non corrosif) ainsi qu'à la diminution des coûts de l'accès aux gisements profonds et du traitement du gaz corrosif. Si la production gazière continue de monter en flèche, en partie parce que le secteur de l'énergie électrique passe du charbon au gaz naturel pour réduire ses émissions de $CO_2$, et si la teneur moyenne en $CO_2$ augmente à plus de 3,5 %, la production de $CO_2$-GN pourrait facilement dépasser 20 Mt/an vers la fin de la période d'engagement du Protocole de Kyoto[13].

Pour réduire les émissions de $CO_2$-GN par captage et stockage géologique, on peut faire fond directement sur l'expérience de l'industrie en matière d'élimination des mélanges de $CO_2$ et de $H_2S$ (le gaz acide) à la suite du traitement du gaz corrosif[14]. La méthode la moins coûteuse pour éliminer le $H_2S$ est le torchage du flux de gaz acide, à la suite duquel le $H_2S$ est brûlé en $SO_2$ et le $CO_2$ , rejeté dans l'atmosphère. Au cours des dernières décennies, en raison des préoccupations exprimées au sujet de l'effet des émissions de soufre sur l'environnement, on n'a plus eu recours au torchage, sauf dans le cas des plus petites installations. En raison des restrictions imposées sur le torchage, les exploitants des usines de traitement du gaz naturel se sont mis à récupérer le soufre, un sous-produit commercialisable comportant encore le rejet de $CO_2$. Comme les prix du soufre diminuaient et que des restrictions de plus en plus rigoureuses étaient imposées sur les émissions de $SO_2$ résiduel, l'industrie a récemment commencé à éliminer le gaz acide au lieu de récupérer le soufre. Pour les installations importantes, le procédé le moins coûteux peut encore être la récupération du soufre, mais pour les installations où le flux de $H_2S$ est moins considérable, il est préférable de comprimer tout le flux de gaz acide ($CO_2$ et $H_2S$) et de l'éliminer dans une formation géologique convenable [11]. Ce procédé, appelé injection de gaz acide (IGA), est utilisé dans plus de 31 installations au Canada et dans des usines américaines dont le nombre croît rapidement. Dans le cas des installations actuelles utilisant le procédé d'IGA, l'atténuation des émissions de $CO_2$ a été réalisée à un coût négatif, c'est-à-dire que l'IGA est le traitement le moins coûteux du gaz acide et meilleur marché que les autres procédés dégageant du $CO_2$.

L'expérience de l'industrie dans l'IGA constitue un fondement technique qui pourrait être élargi afin de capter et de stocker une importante partie du flux de $CO_2$-GN. En outre, ce procédé permet d'acquérir beaucoup d'expérience dans la réglementation du stockage du $CO_2$, tel qu'indiqué à la section 3.2. Pour passer de l'IGA à un système général de captage du $CO_2$-GN, il faudra probablement avoir recours aux moyens technologiques clés suivants :

1. Pour les nouvelles usines de traitement du gaz corrosif, injecter le gaz acide au lieu de récupérer le soufre. (Lorsque le flux de $H_2S$ est faible, l'IGA est déjà la méthode la moins coûteuse, mais dans le cas des grosses usines, la récupération du soufre peut être encore meilleur marché.)

2. Dans les usines actuelles de traitement du gaz corrosif, injecter le gaz acide au lieu de récupérer le soufre.

---

[13] Si le taux de production est de 285 milliards de $m^3$ (10 billions de pieds cubes) et que la teneur en $CO_2$ est de 3,5 %, on obtient 20 Mt de $CO_2$/an. Ce taux de production est d'environ 50 % plus élevé qu'actuellement (en 2000).

[14] Un flux de gaz naturel contenant plus de 16 ppmv de $H_2S$ peut être traité pour éliminer cette substance. Ce traitement fait ordinairement appel à l'absorption modulée en pression (technologie aux amines), qui capte la plus grande partie du $CO_2$ en plus du $H_2S$. Le mélange de $CO_2$ et de $H_2S$ (le gaz acide) doit ensuite être traité pour éliminer le $H_2S$.

3. Dans le cas des usines qui traitent le gaz naturel à forte teneur en $CO_2$ et à faible teneur en $H_2S$ et où le $CO_2$ est rejeté dans l'atmosphère, procéder à la compression et au stockage géologique du $CO_2$.

4. Accroître le captage du $CO_2$ provenant des usines de chevauchement en captant les flux actuels de ce gaz et en modifiant les procédés de façon à accroître le captage du $CO_2$.

Enfin, il existe probablement d'importantes possibilités de réduire le coût de l'atténuation des émissions de $CO_2$-GN en optimisant l'ensemble du réseau du traitement du gaz. Par exemple, il pourrait être efficace de diminuer le captage du $CO_2$ dans certaines usines d'amont et de l'augmenter dans les usines de chevauchement pour profiter le plus possible des économies d'échelle dans le captage et le stockage.

Comparativement à d'autres secteurs, il est particulièrement difficile de tracer avec justesse la courbe atténuation-approvisionnement dans le cas du $CO_2$-GN en raison du rapide taux de changement dans l'industrie du gaz naturel. Les principales sources d'incertitude sont (i) la composition future du gaz et le volume de la production, (ii) les chiffres sur l'élimination du $CO_2$-GN en l'absence d'encouragements à l'atténuation des émissions de $CO_2$, et (iii) les coûts des travaux d'ingénierie que nécessitent d'autres techniques de captage du $CO_2$.

Bien que les changements rapides qui se produisent dans l'industrie du gaz naturel rendent plus difficile le calcul précis du coût de l'atténuation, ils en diminuent probablement le coût parce qu'ils permettent d'intégrer le captage du $CO_2$ aux nouvelles usines dont les coûts sont généralement moins élevés plutôt que d'ajouter ce procédé aux systèmes existants, où les coûts seraient plus considérables et l'optimisation du procédé plus difficile à réaliser.

Il semble plausible que 10 Mt de $CO_2$/an (les deux tiers de la quantité totale probable de $CO_2$-GN) pourraient être captées et piégées à un coût moyen d'environ 20 $/t si l'on présume (i) que la production gazière continuera de croître rapidement, (ii) que les mesures de réglementation des émissions de $SO_2$ seront de plus en plus rigoureuses, et (iii) que le gouvernement interviendra rapidement pour permettre à l'industrie de profiter des réductions de coûts résultant de l'intégration du captage du $CO_2$ aux usines de traitement du gaz naturel.

### *2.2.2 $CO_2$ lié à la production d'hydrogène*

L'hydrogène est utilisé dans le raffinage du pétrole pour faciliter la formation de produits plus légers (dont le poids moléculaire est moins élevé) par hydrocraquage et pour la désulfuration. La valorisation du bitume brut extrait des sables bitumineux pour produire du pétrole synthétique nécessite des quantités d'hydrogène particulièrement considérables, soit 1 000 $pi^3$ (std) de $H_2$/baril de pétrole synthétique. Si l'on ajoute l'hydrogène nécessaire à la valorisation à celui pour le raffinage, la quantité totale utilisée pour produire des produits pétroliers raffinés à partir des sables bitumineux est de 5 à 10 fois plus élevée que si le produit de départ était du pétrole brut classique[15]. Presque tout l'hydrogène nécessaire provient du gaz naturel à la suite du

[15] À des fins de comparaison, la quantité d'hydrogène utilisée dans le raffinage ordinaire est de 100 à 200 $pi^3$ (std)/baril de pétrole brut. La quantité d'hydrogène utilisée en Californie pour produire de l'essence reformulée, soit environ 600 $pi^3$ (std)/baril de pétrole brut, est jugée très élevée (toutes les valeurs excluent l'hydrogène qui est un sous-produit du reformage du naphte). Les 1 000 $pi^3$ (std) de $H_2$/baril servant à valoriser le bitume sont utilisés pour produire du pétrole synthétique, et il faut encore plus d'hydrogène pour les produits dérivés.

reformage du méthane à la vapeur (RMV), un procédé qui peut donner un flux de $CO_2$ presque pur contenant la plus grande partie du carbone présent dans le flux initial de gaz naturel.

La production des sables bitumineux augmente rapidement, et il en sera de même pour l'hydrogène. La construction de fabriques d'hydrogène pour satisfaire aux demandes de valorisation du bitume en Alberta pourrait prochainement donner lieu à la plus importante concentration au monde de fabriques de ce genre. Les chiffres fournis par l'industrie indiquent qu'en moyenne, plus d'une grosse fabrique d'hydrogène (produisant 100 millions de $pi^3$(std)/jour sera construite chaque année au cours de la présente décennie, ce qui augmentera la capacité totale à quelque 2 milliards de $pi^3$(std)/jour[16], soit environ quatre fois la capacité actuelle, c'est-à-dire à peu près 20 % de la production mondiale actuelle d'hydrogène pour le raffinage. Cette augmentation rapide de la capacité de production d'hydrogène fournit une importante occasion d'utiliser le CSC pour atténuer les émissions de $CO_2$ liées à la production d'hydrogène ($CO_2$-$H_2$).

La production d'hydrogène par le procédé classique du RMV et de la conversion du gaz à l'eau donne de 3,5 à 4 volumes d'hydrogène pour chaque volume de $CO_2$. Une production d'hydrogène de 2 milliards de $pi^3$ (std)/jour donnerait donc environ 500 millions de $pi^3$ (std )de $CO_2$/jour, soit 13 Mt de $CO_2$/an. Comme la plus grande incertitude que comporte le calcul de la production potentielle de $CO_2$ est liée à la prédiction du rythme futur de production du pétrole synthétique, il est peut-être plus utile de calculer le rapport entre la production de $CO_2$-$H_2$ et la quantité de pétrole synthétique produite, qui est d'environ 5 Mt de $CO_2$/an pour chaque million de barils de pétrole synthétique par jour.

Deux obstacles s'opposent à l'application immédiate des technologies de CSC au $CO_2$-$H_2$ : premièrement, les changements dans la technique de production de l'hydrogène qui éliminent les flux de $CO_2$ pur, et deuxièmement, le fait que la plus grande partie de la valorisation se fait à Fort McMurray, qui se trouve à une distance de 200 à 400 km des sites propices au stockage géologique près du front montagneux.

Les anciennes fabriques d'hydrogène font appel au RMV pour produire du gaz synthétique (surtout du $H_2$ et du CO), puis à des réacteurs de conversion du gaz à l'eau pour produire un mélange d'hydrogène et de $CO_2$ qui est ensuite séparé pour donner des flux très concentrés d'hydrogène et de $CO_2$. Les nouvelles fabriques utilisent l'absorption modulée en pression (AMP) pour éliminer l'hydrogène du flux de gaz synthétique et réduire l'efficacité du procédé de conversion du gaz à l'eau afin de tirer profit de l'intégration au système de chauffage au gaz de la raffinerie. Dans ces fabriques, le flux de gaz synthétique résiduel (une fois l'hydrogène éliminé) est mélangé à d'autres gaz de chauffage pour ensuite servir de combustible. Dans les systèmes à l'AMP, l'étape de la combustion élimine le flux de $CO_2$ très concentré qui se formait dans les anciennes fabriques d'hydrogène.

Il existe encore des possibilités de capter comparativement à faible coût le $CO_2$ ne provenant pas d'une source de combustion et qui est liée à la production d'hydrogène, mais il est difficile de calculer avec précision le coût et la quantité du $CO_2$ disponible en raison (i) de l'intégration de la production d'hydrogène à d'autres procédés de raffinage, (ii) du rythme rapide du changement technologique, et, ce qui est peut-être le plus important (iii) de la différence du coût du captage

[16] Communication personnelle de Tom McCann, T.J. McCann and Associates Ltd., Calgary, octobre 2001. Ces chiffres ont été calculés en dressant une liste des fabriques d'hydrogène en construction ou projetées, et en appliquant un facteur approximatif pour tenir compte des fabriques qui ne verront pas le jour.

du $CO_2$ entre les fabriques modifiées, existantes ou à la veille d'être construites, et le coût des nouvelles fabriques d'hydrogène optimisées de façon à inclure le captage intégré du $CO_2$.

Il existe trois façons générales de capter le $CO_2$ produit par les fabriques d'hydrogène servant à la valorisation du bitume :

1. *Modifier les anciennes fabriques d'hydrogène sans AMP.* Les coûts sont surtout dus à la compression. Selon la pureté souhaitée du $CO_2$ et la pression finale, le coût varie entre 5 et 15 $/t de $CO_2$ [12].

2. *Modifier les nouvelles fabriques d'hydrogène avec AMP.* Les coûts varient probablement entre 15 et 25 $/t de $CO_2$ s'il est possible de le capter à partir d'un flux de gaz synthétique à haute pression. S'il est impossible d'intégrer ce procédé aux opérations de la fabrique, le $CO_2$ doit être capté dans les gaz de combustion à un coût beaucoup plus élevé.

3. *Modifier les plans des nouvelles fabriques d'hydrogène pour incorporer le captage du $CO_2$.* Il faut effectuer une analyse poussée pour connaître le coût de la réduction des émissions de $CO_2$ dans les opérations de valorisation et de raffinage. Ce coût dépend du degré d'intégration aux opérations de raffinage. Bon nombre de fabriques d'hydrogène en sont actuellement à l'étape de la planification. Pour ces fabriques, les solutions techniques disponibles et donc le coût du captage du $CO_2$ dépendront en grande partie du moment choisi pour décider de capter le $CO_2$. On a déjà calculé que le coût du captage du $CO_2$ dans des systèmes à l'AMP sans intégration au gaz de chauffage varierait entre 13 et 24 $/t [13 et 14].

Le deuxième obstacle important à la réduction des émissions de $CO_2$-$H_2$ au moyen des techniques de CSC est dû au fait que la plus grande partie de la production d'hydrogène se fait à Fort McMurray, loin des sites propices au stockage géologique. Toutefois, comparativement aux incertitudes liées au captage du $CO_2$-$H_2$, le transport du $CO_2$ est bien connu, et la construction d'un pipeline pourrait procéder rapidement lorsqu'on saura d'où vient le $CO_2$ et où l'éliminer. Il n'en coûtera probablement pas plus que 10 $/t pour transporter le $CO_2$ en quantité supérieure à 5 Mt/an sur la distance nécessaire. On prévoit maintenant faire une partie de la valorisation du bitume dans la région d'Edmonton, et pour le transport du bitume de Fort McMurray à Edmonton, on utilisera un pipeline à solides. La création d'un encouragement économique à la réduction des émissions de $CO_2$-$H_2$ s'ajouterait à celui favorisant la valorisation à Edmonton en réduisant le coût du transport du $CO_2$.

## 3. Risques et réglementation

La technologie nécessaire pour injecter de grandes quantités de $CO_2$ dans des formations géologiques est bien établie. L'expérience de l'industrie dans la récupération assistée du pétrole (RAP) par le $CO_2$ et l'élimination des flux de gaz acides riches en $CO_2$ ainsi que l'expérience connexe dans le stockage du gaz naturel et l'enfouissement souterrain d'autres déchets[17]

[17] Aux États-Unis, par exemple, on possède une vaste expérience de l'enfouissement souterrain. En plus d'injecter environ 34 Mt de $CO_2$ annuellement pour le RAP, on injecte annuellement 500 Mt d'eaux usées

permettent de faire en toute confiance des prédictions sur le coût de l'injection de $CO_2$ et indiquent que les risques seraient faibles. Les preuves fournies par les réservoirs naturels de $CO_2$ et les modèles numériques portent à croire que le $CO_2$, une fois injecté, peut en principe être confiné dans des réservoirs géologiques pour des périodes bien supérieures à 1 000 ans, et que les risques que comporte le stockage géologique sont faibles. En dépit de cet optimisme raisonnable, on ne peut ignorer les risques de ce stockage. En fait, un processus d'évaluation des risques robuste et inclusif serait nécessaire pour assurer la viabilité du stockage du $CO_2$ au Canada.

## 3.1 Risques

Les risques que comporte le stockage géologique peuvent en gros être de deux types : d'abord, les risques locaux pour la santé, la sécurité et l'environnement, puis le risque global dû aux fuites dans l'atmosphère du $CO_2$ stocké. Le risque global peut aussi être considéré comme une incertitude liée à l'efficacité du stockage du $CO_2$.

### *3.1.1 Risques locaux*

Les principaux risques locaux sont dus au dégagement de $CO_2$ à la surface, où ce gaz peut asphyxier les personnes ou les animaux exposés et endommager le biote local. Le risque local le plus évident est celui de fuites catastrophiques comme l'éruption d'un puits, la rupture d'un pipeline ou des mouvements à la subsurface qui occasionnent des dégagements soudains de $CO_2$. Des catastrophes peuvent aussi être causées par des fuites lentes dans des réservoirs profonds de $CO_2$ si ce gaz est temporairement confiné à la subsurface et connaît un dégagement soudain. En 1986, par exemple, les eaux du lac Nyos (au Cameroun) se sont inversées en dégageant environ 100 kt de $CO_2$ qui s'étaient accumulées dans les cheminées volcaniques et avaient graduellement pénétré dans le lac. Comme le $CO_2$ est plus lourd que l'air, il peut s'écouler vers le bas et être asphyxiant au niveau du sol à des endroits éloignés du point initial de dégagement. Au lac Nyos, le nuage riche en $CO_2$ a parcouru plus de 10 km et tué plus de 1 700 personnes [15].

Bien que les dégagements catastrophiques aient retenu le plus l'attention, les fuites lentes peuvent poser des risques plus difficiles à gérer. À Horseshoe Lake, en Californie, une fuite d'environ 100 t de $CO_2$ par jour a fait mourir des arbres sur une superficie de plusieurs hectares. Un accident mortel qui s'est récemment produit (en juillet 2000) dans des sources balnéaires carbonatées d'origine naturelle à Clear Lake, en Californie, souligne le danger constant posé par les émissions de $CO_2$ provenant du sol.

L'utilisation généralisée d'une installation de stockage du gaz naturel présente une analogie utile pour l'évaluation du stockage du $CO_2$, et l'efficacité du stockage du gaz naturel montre l'importance des fuites lentes. Pendant l'été de l'an 2000, par exemple, une fuite s'est produite dans le puits d'injection d'une installation de stockage du gaz à Hutcheson, au Kansas, et le gaz s'est écoulé dans des formations peu profondes où il a parcouru horizontalement une distance d'environ 10 km avant de jaillir à plusieurs endroits de la ville.

Le déplacement des fluides au cours de leur enfouissement souterrain comporte une catégorie de risques locaux tout à fait distincte. L'injection de grandes quantités de fluides équivalant à la quantité de $CO_2$ qui serait stockée pendant la durée de vie d'une centrale au charbon (i) peut avoir provoqué une séismicité, (ii) a produit des mouvements du sol qui peuvent endommager la

---

municipales, 2,7 Gt de saumures provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz et 34 Mt de déchets dangereux.

structure des édifices et a empêché l'écoulement de l'eau d'irrigation, et (iii) a contaminé les aquifères d'eau potable en raison du mouvement souterrain des fluides déplacés.

En général, les spécialistes de l'industrie pétrolière et gazière d'amont croient que les risques posés par l'injection souterraine sont faibles, et cette opinion est fortement confirmée par le fait que l'enfouissement souterrain se fait depuis longtemps, et plus précisément par l'expérience acquise dans l'injection de $CO_2$ pour la RAP et dans l'IGA. Même si l'exploitation convenable de l'installation, la caractérisation du site et la surveillance peuvent fort probablement réduire les risques à de faibles niveaux, ils ne peuvent pas être ignorés.

### *3.1.2 Incertitude liée à l'efficacité du stockage du $CO_2$*

Nous manquons d'outils validés de modélisation pouvant permettre de faire avec confiance des prédictions sur la durée de vie du $CO_2$ stocké sous terre. Il existe d'amples raisons de croire que des débits de fuite suffisamment faibles sont possibles, mais on ne peut encore spécifier avec confiance les caractéristiques du site et la technique d'injection nécessaires pour assurer (avec un certain degré d'incertitude) qu'une durée donnée de stockage ou qu'un débit de fuite serait obtenus. Il faudrait le savoir pour mettre sur pied un robuste système technique et institutionnel de stockage du $CO_2$.

Dans le pire des cas, le risque de fuite du $CO_2$ ne signifie pas simplement que le CSC serait inefficace, mais qu'il sera dommageable. Toutes les techniques de captage du $CO_2$ comportent une dépense d'énergie, ordinairement de 10 à 20 %. Par conséquent, la consommation de combustible doit augmenter, et plus de $CO_2$ est produit par unité d'énergie livrée que si le $CO_2$ n'était pas capté. Si le $CO_2$ fuit dans l'atmosphère dans quelques siècles, le CSC pourrait donc *accroître* les concentrations futures de $CO_2$.

## 3.2 Réglementation

Pour que le CSC joue un rôle important dans l'atténuation des émissions de $CO_2$, la capacité technologique est une condition nécessaire, mais insuffisante. Pour répondre à ses espérances, le CSC doit cesser d'être un assemblage de technologies individuelles et devenir un système technologique à grande échelle pour la gestion du carbone des combustibles fossiles. Un système de ce genre nécessiterait un ensemble de technologies reliées par un réseau d'institutions, de systèmes financiers et de règlements acceptés par l'industrie et susceptibles d'être généralement compris et acceptés par le public.

La nature des règlements, les instances chargées de l'approbation des projets et de la surveillance continue, la mesure dans laquelle le processus de réglementation serait favorable ou défavorable, et le nombre de possibilités offertes pour les litiges et les interventions par une tierce partie seraient tous extrêmement importants pour déterminer l'intérêt économique et l'acceptation sociale du CSC.

Ordinairement, la réglementation d'une nouvelle activité n'est pas sans fondement; elle est fortement modelée par le contexte réglementaire et institutionnel existant. Généralement, elle consiste à donner de nouveaux pouvoirs aux entités existantes (comme les ministères gouvernementaux) qui entrent en conflit avec des entités rivales au sujet des ressources. Pour mettre sur pied une robuste réglementation contextuelle en matière de stockage géologique, on ne peut pas attendre que la technologie soit prête à être appliquée sur une grande échelle. Il faut agir

maintenant pour faire connaître la réglementation contextuelle concernant le stockage géologique au Canada. À cette fin, on pourrait commander des études visant (i) à clarifier les rôles et les responsabilités actuels se rapportant au stockage souterrain, (ii) à faire la synthèse des connaissances scientifiques et des méthodes d'évaluation des risques, (iii) et à fixer des buts raisonnables pour la gestion du stockage du $CO_2$.

Les risques locaux et globaux sont actuellement réglementés par différentes entités, dans différents cadres de réglementation et à différents niveaux de gouvernement. Au Canada, la réglementation des risques locaux est une responsabilité provinciale assumée par des entités comme l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta.

L'EUB réglemente déjà l'élimination des mélanges de $CO_2$ et de $H_2S$ (section 2.2.1). L'IGA est le meilleur analogue réglementaire du stockage du $CO_2$ parce que, en raison de la toxicité du $H_2S$, la réglementation a pour but d'empêcher le gaz de fuir à la surface. Tout comme l'injection de $CO_2$ a pour but d'éviter les émissions atmosphériques et au contraire de l'injection de $CO_2$ pour la RAP, la réglementation de l'IGA vise à assurer une élimination sécuritaire à long terme. En outre, comme le CSC dans les centrales au charbon, l'IGA rattache les émissions de $SO_2$ et de $CO_2$, ce qui constitue un banc d'essai pour la réglementation de plusieurs polluants (section 4.3.1).

Actuellement, la question de l'incertitude liée au stockage du $CO_2$, c'est-à-dire de la durée de vie incertaine du $CO_2$ stocké, n'est étudiée par aucune des entités gouvernementales canadiennes, mais elle devrait l'être. Si le Canada stocke le $CO_2$ pour respecter les engagements internationaux qu'il a pris en vertu de la CCNUCC, le gouvernement fédéral devrait en tenir compte dans son inventaire national des émissions. La responsabilité de la gestion de ce processus serait présumément répartie entre les ministères des Affaires étrangères et du Commerce international, de l'Environnement et des Ressources naturelles.

La CCNUCC est vague au sujet du stockage du $CO_2$. Le Protocole de Kyoto et les récentes Conférences des Parties à Bonn et à Marrakech approuvent explicitement le recours au stockage du $CO_2$[18], mais des questions essentielles concernant l'incorporation du stockage du $CO_2$ aux règles comptables de la convention-cadre relatives aux émissions restent à décider. Le point crucial du problème consiste à décider dans quelle mesure le stockage du $CO_2$ compte comme une non-émission.

La difficulté que comporte la mise sur pied d'un système de réglementation du stockage du $CO_2$ n'est pas simplement due à l'incertitude technique liée à la prédiction de la durée de vie du $CO_2$ stocké, mais elle résulte aussi de l'incertitude des buts du stockage. Par exemple, la durée de vie médiane du $CO_2$ dans les installations de stockage devrait-elle être de 500 ou de 10 000 ans? Quel pourcentage d'échecs initiaux sommes-nous prêts à accepter? L'incertitude liée à la prédiction du devenir du $CO_2$ dans les réservoirs ne peut être éliminée. Le système de réglementation ne peut donc exiger que le risque soit nul ou que le stockage soit perpétuel. Il doit

[18] À la section 1 de l'Article 2 du Protocole de Kyoto, il est mentionné que les Parties peuvent, pour s'acquitter de « leurs engagements chiffrés en matière de limitation », faire la « recherche, la promotion, la mise en valeur et l'utilisation accrue de nouvelles sources d'énergie renouvelables et de technologies de piégeage du dioxyde de carbone ». L'accord conclu à la septième Conférence des Parties à Marrakech prévoit que le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) doit étudier « les techniques de stockage géologique du carbone » (paragraphe 7) et approuve le captage du $CO_2$ (paragraphes 8.d, 13.d et 29).

prévoir des échecs. Le défi consiste à mettre sur pied un système de réglementation qui fonctionne en dépit de ces incertitudes. Les efforts déployés pour mettre au point des techniques d'injection et de surveillance du $CO_2$ et élaborer un système de réglementation de ces activités ne peuvent être fructueux s'il n'existe pas une certaine compréhension commune des buts de ces programmes (figure 4).

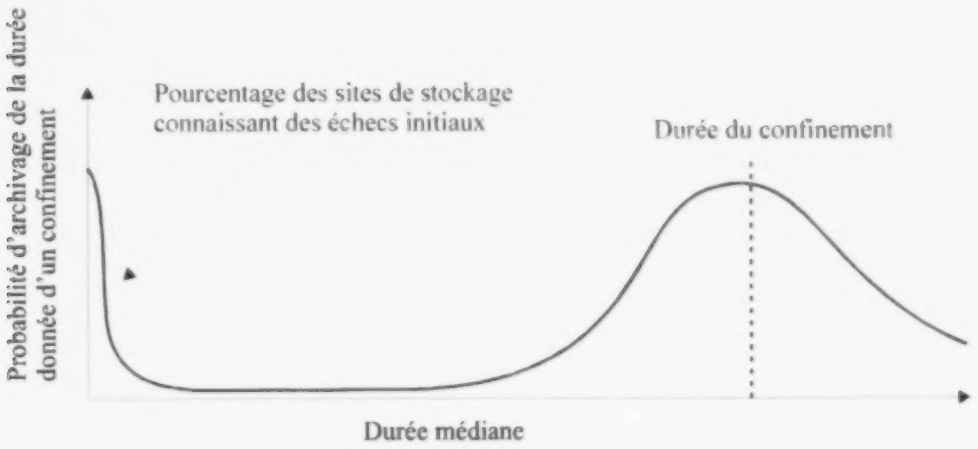



**Figure 4.** Graphique de la distribution théorique de la durée du confinement dans un ensemble hypothétique de réservoirs de stockage. La forme de la courbe de distribution est déterminée par les normes techniques concernant le choix du site, l'injection et la surveillance. Ces normes devraient être choisies de façon que la performance obtenue, ici exprimée comme la distribution théorique de la durée du confinement, satisfasse aux buts généraux des programmes. Deux buts cruciaux sont indiqués graphiquement : la durée prévue du $CO_2$ dans les réservoirs de stockage, et le pourcentage des sites de stockage qui connaissent des échecs initiaux.

## 4. Réalisation du captage et du stockage du $CO_2$ au Canada

### 4.1 Stratégie pour le secteur pétrolier et gazier

Les mesures prises par le gouvernement pour encourager l'adoption de technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz pourraient permettre de réaliser, à faible coût, d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto tout en assurant la capacité institutionnelle et technologique nécessaire à l'utilisation généralisée du CSC à l'avenir. Plus précisément, je crois que les émissions de $CO_2$ pourraient être réduites, comparativement au niveau actuel, d'environ 20 Mt/an à un coût moyen de 15 à 25 $/t de $CO_2$. En tant que secteur dans lequel le gouvernement devrait intervenir en priorité au sujet des technologies de CSC, celui du pétrole et du gaz présente plusieurs avantages distincts par rapport au secteur de l'énergie électrique :

1. *Possibilité technique*. En raison de la présence d'importants flux de gaz dont la concentration en $CO_2$ est élevée, le coût du captage du $CO_2$ est moins de la moitié de ce qu'il en coûterait dans le secteur de l'électricité. En outre, la croissance rapide du secteur

pétrolier et gazier le rend plus intéressant parce que le captage du $CO_2$ pourrait se faire dans de nouvelles installations, où les coûts sont généralement moins élevés, plutôt que d'être ajouté aux systèmes existants, où les coûts sont plus considérables et l'optimisation du procédé est plus difficile à réaliser. Si les mesures à prendre sont reportées, la possibilité de réduire les émissions à faible coût sera perdue en grande partie.

2. *Capacité institutionnelle*. Un grand nombre de multinationales du secteur pétrolier et gazier sont exceptionnellement en mesure de gérer l'application rapide des technologies de CSC. Plus précisément, elles possèdent des connaissances techniques internes touchant tous les aspects du CSC, allant du captage et du transport à distance du $CO_2$ à son stockage géologique, ainsi qu'une culture d'entreprise sur la planification à long terme dans un climat d'incertitude. Tout au contraire, bon nombre d'entreprises du secteur de la production d'énergie électrique se concentrent sur les questions à court terme concernant la restructuration du marché et ne possèdent pas de connaissances techniques assez approfondies pour bien gérer les nouvelles technologies dont les résultats sont incertains.

3. *Possibilité d'un engagement public constructif*. Où qu'il soit introduit, le stockage du $CO_2$ susciterait certainement une controverse publique. Cette controverse naîtrait d'inquiétudes particulières au sujet de la sécurité du stockage et de préoccupations plus générales concernant la durabilité. Par contraste avec le secteur de l'électricité, l'introduction hâtive du CSC dans le secteur du pétrole et du gaz ferait probablement porter le débat sur la sécurité et la durée du stockage du $CO_2$ plutôt que sur le choix entre l'énergie primaire fossile et non fossile. Bien que ces deux préoccupations soient justifiées, il y a plus de chances que le débat axé sur la première permette de résoudre les questions importantes ayant trait à l'acceptabilité des technologies de CSC. En outre, les organisations environnementales non gouvernementales (OENG) et le public sont préoccupés par les effets sur l'environnement de la production pétrolière et gazière, à la fois parce que sa croissance est rapide et qu'elle est exportée en grande partie, et le recours au CSC atténuerait directement ces effets.

4. *Avantages commerciaux pour les Canadiens.* La mise au point de nouvelles technologies en vue d'intégrer le captage du $CO_2$ aux opérations de traitement du gaz naturel et de raffinage du pétrole pourrait créer pour les entreprises canadiennes un marché axé sur l'exportation. On pourrait bien entendu en dire autant de presque tous les investissements dans l'atténuation des émissions de $CO_2$, mais cette affirmation est particulièrement plausible dans le présent contexte en raison de la taille comparativement grande et du perfectionnement technique du secteur pétrolier et gazier canadien. Un investissement dans la production d'électricité au moyen d'éoliennes ou de centrales au charbon avec CSC pourrait aussi créer une expertise canadienne importante du point de vue commercial, mais cela est moins plausible parce que le Canada est faiblement positionné en ce qui concerne la conception et la construction de turbines à vent ou de centrales au charbon.

### *4.1.1 Moyens d'action et instruments économiques*

Divers moyens d'action pourraient être utilisés pour inciter à l'adoption de technologies de CSC dans le secteur pétrolier et gazier. Les grandes lignes des politiques seraient évidemment compliquées par la divergence des intérêts fédéraux et provinciaux, le nombre limité de moyens

d'actions disponible et les capacités d'analyse réduites des gouvernements dans un domaine techniquement complexe. L'industrie accepte que certaines restrictions sur les GES sont inévitables, mais elle prétend qu'un système de plafonnement et d'échange favoriserait les entreprises fragiles dont le taux de croissance est plus lent et préconise plutôt le plafonnement de l'intensité des émissions négocié individuellement, c'est-à-dire pour chaque entreprise (p. ex., en kg de $CO_2$/baril)[19]. Toutefois, les plafonds individuels sont des instruments contondants parce qu'ils encouragent les entreprises à transférer leurs émissions en dehors de leurs opérations sans changer les taux réels d'émission, ce qui complique le calcul des émissions et masque le coût réel du contrôle des émissions. Voici quelques moyens d'action plausibles :

1. *Un prix à l'échelle du secteur sur les émissions de $CO_2$.* Un système de taxation ou de plafonnement et d'échange pourrait être appliqué afin de fixer un prix uniforme pour les émissions de GES dans tout le secteur pétrolier et gazier d'amont. Naturellement, une taxe impose un prix constant sur les émissions à mesure que la production augmente, mais un système de plafonnement et d'échange pourrait donner le même résultat si le nombre total de permis augmentait proportionnellement à la production. Au besoin, on pourrait diminuer le rapport entre les permis et la production conformément à un calendrier établi d'un commun accord. Cette dernière option permettrait de réglementer l'intensité des émissions de façon transparente et rentable et à l'échelle du secteur.

2. *Des crédits précis pour le stockage du $CO_2$.* Un crédit monétaire précis pourrait être accordé pour le $CO_2$ stocké dans des réservoirs géologiques et accompagné d'une augmentation compensatoire des redevances ou des taxes afin d'assurer la neutralité fiscale totale à l'échelle du secteur.

3. *Un prix à l'échelle du secteur sur les émissions fugitives de $CO_2$ ne provenant pas d'une combustion.* Un système de taxation ou de permis échangeables pourrait être imposé sur les flux de $CO_2$ ne provenant pas d'une combustion.

4. *Encourager l'adoption de techniques habilitantes.* La croissance rapide du capital-actions à long terme dans le secteur pétrolier et gazier, conjuguée à l'avantage à l'égard des frais que comporte la mise en application de mesures de contrôle du $CO_2$ dans les nouvelles installations plutôt que l'apport de modifications après coup, indique qu'il peut être d'intérêt public d'inciter à l'adoption de techniques qui permettraient à l'avenir de capter le $CO_2$ à faible coût avant d'imposer des contrôles systématiques sur le $CO_2$. Par exemple, les taux d'amortissement du capital pourraient être ajustés pour certaines techniques de production de l'hydrogène.

### *4.1.2 Nécessité de meilleures analyses des coûts*

Il est urgent d'effectuer de nouvelles analyses pour quantifier la possibilité à court terme de réaliser le CSC dans le secteur pétrolier et gazier. Des analyses antérieures ont examiné les coûts généraux du CSC pour tous les secteurs de l'économie en considérant les sources de $CO_2$ reliées ou non à la combustion. Ces analyses ont tendance à porter sur les plus importantes sources de $CO_2$, les centrales électriques, pour lesquelles les coûts de l'atténuation sont élevés et la possibilité de mesures hâtives est faible. En outre, en raison de leur ampleur, ces analyses ne peuvent être suffisamment détaillées du point de vue analytique pour faire une estimation robuste des coûts du contrôle des sources qui ne proviennent pas d'une combustion.

---

[19] Communication personnelle de Rick Hyndman, conseiller principal en politiques pour les changements climatiques, Association canadienne des producteurs pétroliers, octobre 2001.

Il faut donc effectuer des analyses visant à déterminer la partie de la courbe des offres pour l'atténuation des émissions de $CO_2$ par CSC où le coût est le moindre. Le rythme rapide de changement dans la production pétrolière et gazière porte fortement à croire que ces analyses, au lieu de porter exclusivement sur l'estimation des coûts dans les conditions actuelles du marché, doivent s'efforcer d'incorporer des prévisions de la croissance du marché, ce qui est particulièrement vrai pour l'évaluation du coût du captage du $CO_2$-GN et du $CO_2$-$H_2$ (section 2.2). Les analyses devraient viser à quantifier l'incertitude des estimations des coûts et indiquer explicitement de quelle façon ces estimations dépendent des hypothèses avancées au sujet du comportement du gouvernement et de l'industrie.

### 4.2 Stratégie pour le secteur de l'électricité

Des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles et utilisant le CSC pourraient permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ du secteur canadien de l'électricité tout en assurant la croissance de l'approvisionnement. Il est raisonnable d'envisager des réductions de 50 % d'ici 2020 et de s'attendre à ce que l'augmentation différentielle des coûts de production varie entre 15 et 25 $/MWh. En plus de dépendre évidemment de la performance des technologies de CSC, le coût différentiel de l'atténuation est fortement lié à trois autres facteurs : le prix du gaz naturel, la sévérité du contrôle des polluants classiques et le coût du stockage du $CO_2$ (ou la valeur, si le $CO_2$ sert à améliorer la production pétrolière et gazière d'amont au moyen de la RAP ou du méthane amélioré des gisements houilliers).

Il est techniquement possible d'utiliser des technologies de CSC pour la production d'énergie électrique assez rapidement pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto, soit de 2008 à 2012, tel que proposé dans le rapport de la TAM, mais une stratégie établie à cette fin comporterait deux graves inconvénients :

1. La rapidité d'action nécessaire aurait pour effet d'accroître le coût de l'atténuation du $CO_2$ en limitant les possibilités d'apprendre sur le tas et de miser sur les efforts mondiaux en matière de R-D déployés en vue de réduire les coûts du CSC (section 2.1.2). Les coûts seraient probablement plus élevés et plus incertains qu'ils le seraient si la stratégie était fondée sur le remplacement du charbon par le gaz comme combustible. D'importants encouragements à appliquer la technologie pourraient alors être nécessaires pour forcer la réalisation du CSC.

2. L'application rapide du stockage du $CO_2$ forcerait à régler rapidement les questions réglementaires mentionnées à la section 3.2, ce qui accroîtrait le risque de créer de mauvais précédents en matière de réglementation. La rapidité limiterait probablement la possibilité d'élaborer un processus d'évaluation des risques à grande échelle et pourrait limiter la participation du public à ce processus, auquel la population pourrait facilement s'opposer fortement. Tel qu'indiqué ci-dessus, des encouragements au CSC en vue de son application auraient probablement pour effet d'accroître l'opposition des OENG parce qu'il en résulterait un affrontement direct entre le CSC et le remplacement du charbon par le gaz comme combustible, une option dont le coût serait moins élevé et qui est déjà privilégiée par plusieurs OENG.

Des mesures gouvernementales à court terme visant à encourager la mise au point de technologies de CSC au Canada pourraient faire accepter le recours au CSC pour réaliser

d'importantes réductions dans les émissions de $CO_2$ dues à la production d'énergie électrique. Dans tout programme de développement technologique visant à réduire les coûts futurs, lorsqu'il s'agit d'affecter des ressources, il est difficile de choisir entre la R-D et les projets de démonstration. En ce qui concerne la mise au point de technologies de CSC au Canada, plusieurs facteurs stratégiques portent à croire qu'il faut mettre l'accent sur les projets de démonstration. Premièrement, les entreprises canadiennes possèdent comparativement peu d'expérience dans la fabrication de composants technologiques principaux, comme les turbines à gaz ou les gazéificateurs de charbon, tandis qu'elles ont beaucoup de compétence en ingénierie et en intégration de grands projets énergétiques. Par conséquent, il est plus probable que les entreprises canadiennes tirent profit des avantages d'un projet de démonstration plutôt que de la R-D concernant les composants technologiques. Deuxièmement, les premiers projets de démonstration du CSC attireraient probablement un important financement international en R-D, et une partie de la compétence et de la propriété intellectuelle reviendrait au pays hôte. La réalisation par le Canada d'un premier projet de démonstration de production d'énergie électrique avec CSC favoriserait probablement la collaboration internationale, comme l'a prouvé le programme de surveillance du stockage du $CO_2$ du projet pancanadien de RAP à Weyburn.

## 4.3 Problèmes qui se recoupent

### *4.3.1 Contrôle de plusieurs polluants*

Il existe de solides liens technologiques entre le contrôle du $CO_2$ et celui des polluants atmosphériques classiques. Ces liens sont particulièrement importants pour les centrales électriques au charbon, mais aussi pour le secteur pétrolier et gazier. La politique gouvernementale doit tenir compte de ces liens en vue d'en arriver à une réglementation effective du $CO_2$ et des polluants atmosphériques classiques.

Le coût différentiel du captage du $CO_2$ produit par les centrales au charbon dépend fortement de la sévérité des mesures de contrôle des polluants classiques (les $SO_x$, les $NO_x$, les particules et les métaux toxiques). Les raisons en sont simples : comme la plupart des installations projetées de captage du $CO_2$ produisent très peu d'émissions de polluants classiques, leur coût en électricité est à peu près indépendant de la sévérité des mesures antipollution; toutefois, dans le cas des installations où le $CO_2$ n'est pas contrôlé, le coût de l'électricité augmente de façon appréciable avec la sévérité du contrôle. En outre, les mesures de contrôle des polluants classiques diminuent généralement l'efficacité des installations en augmentant les émissions de $CO_2$ par unité d'électricité, ce qui a pour effet d'accroître encore le coût du contrôle du $CO_2$ parce que les mesures de contrôle des polluants classiques sont plus rigoureuses (voir la figure 2). Les installations de captage du $CO_2$ n'utilisent pas toutes les mêmes techniques de contrôle des émissions de polluants atmosphériques, et dans certains cas, les émissions peuvent augmenter; par exemple, le captage après la combustion au moyen d'amines peut accroître les émissions de $NO_x$ par unité d'électricité parce que ce procédé diminue l'efficacité de l'installation sans éliminer les $NO_x$ [16].

Si la réglementation des polluants atmosphériques classiques était immuable, il pourrait être raisonnable d'ignorer le lien entre le $CO_2$ et ces polluants. Toutefois, la réglementation contextuelle change rapidement en raison des nouvelles connaissances scientifiques sur la santé et les effets des polluants sur l'environnement ainsi que de l'amélioration continue de la performance technique et économique des dispositifs antipollution. Les domaines importants où de nouvelles connaissances scientifiques peuvent influer sur la réglementation contextuelle sont les suivants : (i) les effets des particules fines sur la santé; (ii) la formation de particules

secondaires à partir des émissions gazeuses de $SO_x$ et de $NO_x$; (iii) l'effet des émissions industrielles de $NO_x$ sur la production d'ozone loin des sources d'émissions; (iv) les effets sur l'environnement et la santé des faibles concentrations d'ozone, et enfin (v) les dangers que présentent les émissions de métaux comme le mercure. Les normes pancanadiennes proposées pour l'ozone et les $P_{2.5}$ témoignent de ces nouvelles connaissances des risques que posent les contaminants atmosphériques, mais il est fort improbable qu'elles soient définitives à cet égard. Il est plus plausible que la réglementation contextuelle des contaminants atmosphériques continue de changer et soit au moins aussi rapide que les changements dans la réglementation des émissions de $CO_2$.

Le lien technologique entre le contrôle du $CO_2$ et celui des contaminants atmosphériques nécessite un lien correspondant entre les deux domaines de la politique gouvernementale. Sans ce lien, la réglementation des émissions des centrales électriques ne serait probablement pas effective. Prenons la gestion des émissions des centrales au charbon. En l'absence de liens, la réglementation des polluants atmosphériques pourrait forcer les exploitants à installer au cours de la prochaine décennie des dispositifs antipollution dispendieux, mais les centrales seraient mises hors service quelques années plus tard en raison des restrictions sur les émissions de $CO_2$. Par contre, une politique coordonnée pourrait procurer le même avantage pour l'environnement à un coût moindre en accélérant la mise en application de technologies ne produisant presque pas d'émissions tout en permettant à certaines installations existantes de fonctionner sans nouveaux dispositifs antipollution jusqu'à leur mise hors service.

Le problème du contrôle de plusieurs polluants est particulièrement ardu au Canada parce qu'il n'existe pas de programmes efficaces d'échange des droits d'émission. Par exemple, si le contrôle du $CO_2$ et celui du $SO_2$ étaient réalisés au moyen de mesures fixant un prix sur les émissions, le contrôle de plusieurs polluants pourrait se faire efficacement sans que le gouvernement intervienne directement. Toutefois, en raison de l'actuelle politique contextuelle où les mesures gouvernementales sont principalement axées sur un secteur et fondées sur des normes, il est probable que des occasions d'atténuer efficacement les émissions des deux polluants soient perdues.

Voici quelques options à court terme en vue d'incorporer à la politique de réglementation du $CO_2$ des considérations relatives à plusieurs polluants :

1. Concentrer les efforts déployés pour contrôler le $CO_2$ sur les technologies ou les secteurs où les avantages que comporte le contrôle de plusieurs polluants sont les plus considérables : par exemple, le charbon plutôt que le gaz, ou le transport de marchandises lourdes plutôt que l'utilisation d'automobiles privées.

2. Exiger explicitement la prise en compte des polluants atmosphériques dans l'affectation des ressources à la R-D et aux projets de démonstration concernant le CSC. Par exemple, tous les autres facteurs étant égaux, on devrait accorder la priorité à la gazéification ou au chauffage à l'oxygène plutôt qu'au captage par les amines.

3. Incorporer le contrôle de plusieurs polluants à des programmes ciblés de contrôle du $CO_2$ qui créeront un nouveau capital-actions à long terme en fixant des prix spécifiques aux programmes pour les émissions des principaux polluants. Une enchère inversée pour les réductions d'émissions, semblable au Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage d'Environnement Canada, pourrait incorporer des prix précis pour le $SO_2$ et les $NO_x$ qui serviraient seulement à comparer les offres du

programme d'enchère sans engager le gouvernement à fixer des prix généraux pour les émissions.

### *4.3.2 Changement technologique induit*

La répartition du fardeau de l'atténuation des émissions entre les secteurs économiques, les régions géographiques ainsi qu'entre le présent et le futur est l'un des problèmes les plus épineux de la politique concernant le climat. Deux problèmes de répartition se rattachent particulièrement à la réalisation du CSC. Premièrement, la répartition des fardeaux entre les secteurs économiques, mais comme ce sujet a été soigneusement étudié dans le rapport de la TAM, point n'est besoin d'en discuter plus amplement. Deuxièmement, la répartition des efforts entre la période d'engagement du Protocole de Kyoto et les années qui suivront : les ressources actuelles peuvent être affectées à la réduction des émissions pendant la période d'engagement, soit de 2008 à 2012, ou à l'atténuation efficace des émissions à plus long terme.

La répartition entre la période d'engagement et celle qui suit est souvent considérée comme un choix entre une dépense visant à réaliser l'atténuation immédiate des émissions et une dépense de R-D qui peut faire décroître le coût de l'atténuation dans le futur. Toutefois, cette conception est trop restrictive, parce que les dépenses visant à réaliser une atténuation immédiate des émissions peuvent aussi réduire le coût de l'atténuation future sans R-D parrainée par le gouvernement. Les mesures prises par ce dernier pour fixer un prix sur les émissions de $CO_2$ dans un secteur donné donnent lieu à des innovations par les entreprises qui peuvent amoindrir le coût de l'atténuation. Ce changement technologique induit (ou endogène) peut prendre diverses formes allant de l'accélération de l'apprentissage sur le tas de l'application des technologies existantes à la création de nouvelles technologies découlant de la R-D dans le secteur privé. Comme le problème climatique est à long terme, le changement technologique induit joue un rôle essentiel dans la détermination du coût du contrôle des émissions [17 à 19].

Les conséquences du changement technologique induit pour la politique concernant le climat sont importantes. De façon très générale, il existe un lien inévitable entre la répartition des fardeaux sur la période d'engagement et celle qui suit. Plus précisément, même si un système de permis échangeables à l'échelle du secteur économique égalisant le prix différentiel de l'atténuation des émissions dans tous les secteurs de l'économie peut à court terme être le moyen le plus rentable d'atténuation des émissions, il peut être inefficace à long terme. Par exemple, ce serait le cas si le prix du carbone était trop faible pour inciter à l'innovation dans un secteur où, à son tout début, elle était importante pour faire diminuer le coût à long terme de l'atténuation. Par conséquent, les problèmes d'affectation sectorielle et temporelle décrits dans le premier paragraphe de la présente section sont étroitement enchevêtrés.

Le CSC entraîne des fardeaux financiers dont la répartition entre le secteur pétrolier et gazier (section 4.1) et celui de l'électricité (section 4.1.2) constitue aussi un choix entre l'atténuation des émissions pendant la période d'engagement et celle qui suit. Il serait difficile pour les décideurs gouvernementaux d'établir un solide consensus au sujet de l'affectation de fonds au CSC s'il n'existait pas d'orientation de programmes concernant la répartition convenable des ressources fédérales actuelles pour l'atténuation du $CO_2$ entre les buts disparates fixés pour la période d'engagement et celle qui suit. Ces questions ne peuvent être résolues par les gestionnaires de programmes des ministères; il faudrait que la haute direction du gouvernement fournisse une orientation sans équivoque pour régler ce problème d'affectation.

### *4.3.3 Rôle du gouvernement fédéral dans la réglementation et la gestion du stockage du $CO_2$*

Il semble plausible que les systèmes actuels de réglementation de l'enfouissement souterrain des déchets du secteur pétrolier et gazier, une question qui relève des provinces, pourraient être élargis de façon à gérer efficacement les risques *locaux* que comporte le stockage géologique à grande échelle du $CO_2$. Bien qu'Environnement Canada ne soit pas directement responsable, si tant est qu'il le soit, de la gestion des risques locaux, on peut envisager avec raison que le gouvernement fédéral joue un rôle pour faciliter l'évaluation et la communication des risques et fournir des renseignements sur les activités de stockage du $CO_2$[20]. Ressources naturelles Canada et Environnement Canada pourraient raisonnablement se partager ce rôle.

Si le CSC joue un rôle important dans la gestion des émissions canadiennes de $CO_2$, il se peut que, dans quelques décennies, une gigatonne de $CO_2$ soit stockée dans des réservoirs souterrains au Canada. Il semble fort probable qu'il faudra un nouveau système fédéral de réglementation pour bien gérer les risques globaux du stockage du $CO_2$ à grande échelle, car la possibilité d'une fuite pourrait rendre moins efficace le stockage du $CO_2$ pour l'atténuation des émissions atmosphériques. Bien que la gestion des ressources géologiques et des effets locaux du stockage du $CO_2$ relève des provinces, la gestion du $CO_2$ stocké pour éliminer les émissions atmosphériques implique une responsabilité fédérale parce qu'elle découle des engagements nationaux et internationaux en matière de contrôle des émissions de $CO_2$. Cette responsabilité fédérale serait assumée, du moins en partie, par Environnement Canada.

Dans un avenir immédiat, on peut soutenir qu'Environnement Canada pourrait éviter de réglementer le stockage du $CO_2$ jusqu'à ce qu'un problème survienne. Après tout, ce stockage commencera sur une petite échelle. En outre, les organismes provinciaux de réglementation gèrent déjà le stockage du $CO_2$ lorsqu'il s'agit d'un effet secondaire de l'IGA (sections 2.2.1 et 3.2), et il semble fort peu probable pour l'instant qu'on mette sérieusement en doute l'idée que le $CO_2$ stocké dans des formations géologiques devrait être exclu des inventaires nationaux des émissions.

Bien qu'un délai soit possible, il existe de bonnes raisons pour que le gouvernement fédéral intervienne tôt dans la réglementation du stockage du $CO_2$. D'ici dix ans, les entreprises canadiennes chercheront probablement à obtenir un permis pour injecter sous terre d'importantes quantités de $CO_2$ dans le but explicite d'éviter le rejet de ce gaz dans l'atmosphère. Sans évaluation convenable des risques du CSC et de la réglementation contextuelle existante du stockage du $CO_2$, il y a des chances pour que les organismes de réglementation de l'environnement réagissent de façon ad hoc et élaborent un règlement pour répondre aux besoins du moment sans bien comprendre ses conséquences à long terme. Ces mesures réglementaires hâtives sont souvent difficiles à modifier et peuvent influer sur la mise au point de la technologie pendant des décennies. Les organismes de réglementation de l'environnement, l'industrie et les OENG doivent commencer à déterminer ensemble l'état actuel et l'orientation future de la réglementation ainsi qu'à relever les préoccupations communes et à établir des compromis pour régler les différends. Environnement Canada devrait jouer un rôle de premier plan à cet égard.

Les domaines où une intervention hâtive d'Environnement Canada serait fort probablement le plus utile sont les suivants :

---

[20] Ces renseignements pourraient comprendre la quantité injectée, les méthodes employées pour l'injection et la surveillance, et une analyse sommaire des échecs ou des problèmes importants.

1. *L'évaluation des risques*. Environnement Canada devrait faciliter l'évaluation des risques du stockage du $CO_2$ et coordonner ses efforts avec ceux actuellement déployés aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Bien que l'évaluation ait évidemment pour but explicite d'améliorer la connaissance technique des risques, elle peut jouer un rôle essentiel en vue d'obtenir la confiance du public à condition qu'elle soit bien faite et que divers intervenants y participent, même s'il en résulte peu de connaissances nouvelles.

2. *La fixation de buts pour la gestion du $CO_2$*. Des recherches visant à améliorer les méthodes de surveillance du stockage sont déjà en cours au Canada. Toutefois, l'amélioration des connaissances techniques est nécessaire, mais insuffisante pour la bonne gestion du stockage du $CO_2$. Les risques que comporte le stockage du $CO_2$ ne peuvent être éliminés, et il est certain qu'un système de gestion visant à réduire les risques à zéro se solderait par un échec. Les intervenants doivent clarifier les buts stratégiques qu'un système de gestion doit viser. Environnement Canada devrait faciliter un processus inclusif en vue de définir ces buts (section 3.2, figure 4).

3. *La clarification des engagements internationaux*. Tel qu'indiqué à la section 3.2, la question du stockage du $CO_2$ n'a pas encore été bien définie dans la politique internationale concernant le climat. De concert avec le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international, Environnement Canada devrait chercher à la définir.

## 5. Résumé : Rôles à jouer par Environnement Canada

Si le principe du CSC est largement appliqué, Environnement Canada jouera plusieurs rôles partiellement indépendants dans la gestion de la technologie. Bon nombre de ces rôles sont mentionnés implicitement dans la discussion précédente des stratégies de mise en œuvre. Dans certains domaines, comme le recours à court terme au CSC dans le secteur pétrolier et gazier (section 4.1), la responsabilité de gestion est partagée entre plusieurs ministères fédéraux et provinciaux dans une proportion complexe et déjà quelque peu litigieuse. Préciser les rôles à jouer par Environnement Canada déborde le cadre du présent rapport. Dans d'autres domaines, comme la réglementation de plusieurs polluants (section 4.3.1), le rôle d'Environnement Canada ressort plus clairement parce que les responsabilités du Ministère concernant les polluants atmosphériques classiques et celles ayant trait aux GES se chevauchent. Enfin, à la section 4.3.3, j'ai soutenu qu'Environnement Canada avait un rôle précis à jouer dans la gestion à long terme du stockage du $CO_2$.

Environnement Canada a un rôle général à jouer pour promouvoir le succès d'un régime national de gestion des émissions de $CO_2$, un rôle distinct de celui consistant à établir les modalités de la mise au point d'un système efficace de gestion du captage et du stockage du $CO_2$. Au cours des cinquante prochaines années, le coût de la gestion des émissions de $CO_2$ augmentera probablement de façon constante pour dépasser 1 % du PIB du Canada. Les querelles au sujet de la gestion des émissions de $CO_2$ continueront probablement de s'envenimer avec l'importance des enjeux économiques. En ce qui concerne le CSC, il y a probablement deux points essentiels pour lesquels il serait indispensable d'obtenir la confiance du public. Le premier consiste à assurer la sécurité et la stabilité du stockage du $CO_2$, et le deuxième, qui est peut-être le plus important, a trait à la répartition des ressources entre le CSC et d'autres moyens de gestion des émissions de $CO_2$. À ces deux sujets, Environnement Canada doit s'assurer que les préoccupations environnementales sont sérieusement étudiées et que le public le voit ainsi.

## 6. Bibliographie


1. Nordhaus, W.D., Global warming economics, *Science*, 2001, **294**: 1283–1284.
2. Parson, E.A. et D.W. Keith, Fossil fuels without $CO_2$ emissions, *Science*, 1998, **282**: 1053–1054.
3. Keith, D.W., Industrial carbon management: An overview, dans *Carbon Management: Implications for R&D in the Chemical Sciences and Technology*, A.T. Bell et T.J. Marks, éditeurs, 2001, Washington, DC: National Academy Press, p. 127–146.
4. Ogden, J.M., Prospects for building a hydrogen energy infrastructure, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 227–279.
5. Table de l'analyse et de la modélisation, *An Assessment of the Economic and Environmental Implications for Canada of the Kyoto Protocol*, 2000, Ottawa (Ont.): Gouvernement du Canada, Processus national sur le changement climatique.
6. Gouvernement du Canada, *Plan d'action 2000 du gouvernement du Canada sur le changement climatique*, 2000, Ottawa (Ont.).
7. Herzog, H., The economics of $CO_2$ separation and capture, *Technology*, 2000, **7**: 13–23.
8. Audus, H., Leading options for the capture of $CO_2$ at power stations, dans *Greenhouse Gas Control Technologies: Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, D. Williams *et al.*, éditeurs, 2001, Collingwood, Australie: CSIRO Publishing, p. 91–96.
9. Metz, B., *et al.*, éditeurs, *Climate Change 2001: Mitigation: Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*, 2001, Cambridge, R.-U.: Cambridge University Press.
10. Taylor, M., E. Rubin et D. Hounshell, The effect of government actions on technological innovation for $SO_2$ control, dans *EPA-DOE-EPRI Combined Power Plant Air Pollutant Control Symposium*, Chicago, Illinois, 2001, Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, U.S. Department of Energy, et l'Electric Power Research Institute.
11. Wichert, E. et T. Royan, Acid gas injection eliminates sulfur recovery expense, *Oil & Gas Journal*, 1997, **95**: 67–72.
12. McCann, T.J., *Toward a $CO_2$ Utilization Action Plan for Alberta*, 1998, Calgary (Alb.): T.J. McCann and Associates.
13. Ogden, J.M., Strategies for developing hydrogen energy systems with $CO_2$ sequestration, dans *Proceedings of the National Hydrogen Association Meeting*, Vienna, Virginie, 1999, Washington, DC: National Hydrogen Association, p. 239–276.
14. Block, K., *et al.*, Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered $CO_2$ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery, *Energy*, 1996, **22**: 161–168.
15. Clarke, T., Taming Africa's killer lake, *Nature*, 2001, **409**: 554–555.
16. Rubin, E.S., A.B. Rao et M.B. Berkenpas, A multi-pollutant framework for evaluating $CO_2$ control options for fossil fuel power plants, dans *First National Conference on Carbon Sequestration*, 2001, Washington, DC: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
17. Azar, C. et H. Dowlatabadi, A review of technical change in assessment of climate policy, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 513–544.
18. Grubler, A., N. Nakicenovic et D.G. Victor, Modeling technological change: Implications for the global environment, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 545–569.
19. Agence internationale de l'énergie, *Experience Curves for Energy Technology Policy*, 2000, Paris, France: Organisation de coopération et de développement

économiques/Agence internationale de l'énergie.

Les procédés d'impression utilisés dans la production du présent document sont conformes aux normes de performance environnementale établies par le gouvernement du Canada dans le document intitulé *La directive nationale concernant les services de lithographie*. Ces normes servent à garantir l'intégrité environnementale des procédés d'impression grâce à la réduction des rejets toxiques dans l'environnement, à la réduction des apports d'eaux usées, à la réduction de la quantité de matières envoyées dans les décharges et à la mise en œuvre de procédures de préservation des ressources.

Le papier utilisé à l'intérieur de ce document est conforme à *La ligne directrice nationale du Canada sur le papier d'impression et le papier à écrire* ou à *La ligne directrice sur le papier d'impression mécanique non couché* (ou aux deux). Ces lignes directrices servent à établir des normes de performance environnementale pour l'efficience dans l'utilisation des fibres, la demande chimique en oxygène, la consommation d'énergie, le potentiel de réchauffement de la planète, le potentiel d'acidification et les déchets solides.

Les procédés d'impression et le papier utilisé à l'intérieur de ce document sont dûment certifiés conformément au seul programme d'éco-étiquetage du Canada – le **programme Choix environnemental**[M] (PCE). Le symbole officiel de certification du programme – l'**Éco-Logo**[M] – évoque trois colombes stylisées entrelacées pour former une feuille d'érable représentant les consommateurs, l'industrie et le gouvernement œuvrant ensemble pour améliorer l'environnement du Canada.

Pour plus d'informations sur le **programme Choix environnemental**[M], veuillez visiter le site Web à l'adresse **www.environmentalchoice.com** ou téléphonez le responsable du programme au (613) 247-1900.

La Section de la mise en valeur de la technologie d'Environnement Canada est fière d'appuyer la norme de performance touchant l'environnement et la qualité et l'emploi de papier certifié dans le cadre du **programme Choix environnemental**[M] et de produits et de procédés respectueux de l'environnement, depuis l'élaboration jusqu'à la distribution de produits d'information. Pour obtenir un exemplaire du catalogue *Environnement Canada : Publications et sites Internet choisis*, veuillez communiquer avec nous, sans frais, en composant le 1 800 734-3232 ou (819) 953-5750; par télécopieur au (819) 994-5629 ou par courriel à l'adresse **epspubs@ec.gc.ca**. Pour plus de renseignements sur Environnement Canada, veuillez visiter le site Web du Ministère à **www.ec.gc.ca**.